

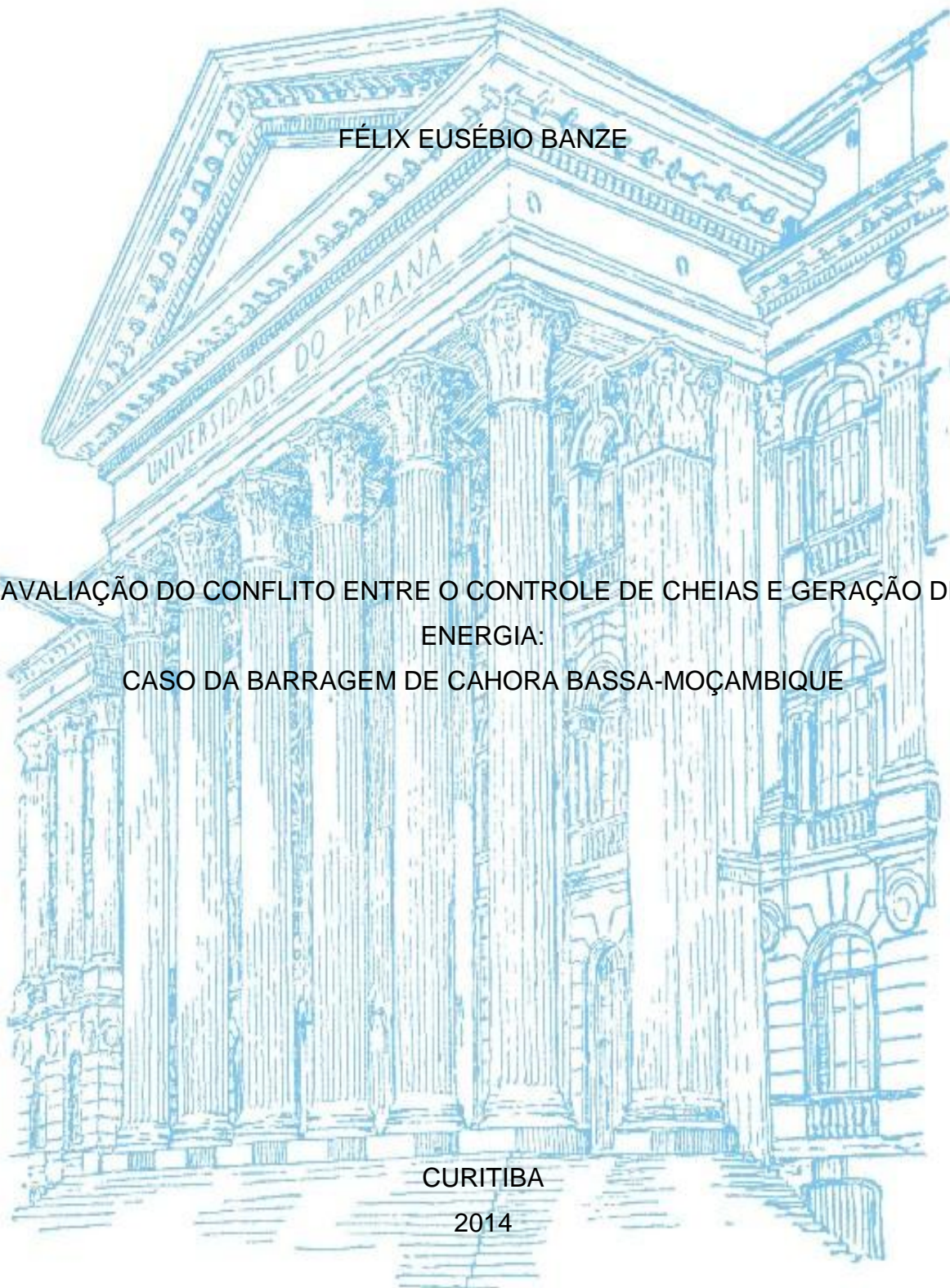
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

FÉLIX EUSÉBIO BANZE

AVALIAÇÃO DO CONFLITO ENTRE O CONTROLE DE CHEIAS E GERAÇÃO DE
ENERGIA:
CASO DA BARRAGEM DE CAHORA BASSA-MOÇAMBIQUE

CURITIBA

2014



FÉLIX EUSÉBIO BANZE

AVALIAÇÃO DO CONFLITO ENTRE O CONTROLE DE CHEIAS E GERAÇÃO DE
ENERGIA:
CASO DA BARRAGEM DE CAHORA BASSA- MOÇAMBIQUE

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Área de Concentração em Engenharia de Recursos Hídricos, DHS, Setor de Tecnologia, Univesidade Federal de Paraná, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Professor Dr Heinz Dieter O. A. Fill

CURITIBA

2014

B219a

Banze, Félix Eusébio

Avaliação do conflito entre o controle de cheias e geração de energia :
caso da barragem de Cahora Bassa-Moçambique/ Félix Eusébio Banze. –
Curitiba, 2014.

140f. : il. color. ; 30 cm.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia,
Programa de Pós-graduação em Engenharia de recursos Hídricos e
Ambiental, 2014.

Orientador: Heinz Dieter O. A. Fill .

Bibliografia: p. 116-123.

1. Controle de inundações. 2. Bacias hidrográficas - Administração -
Zambeze, Rio, Bacia. 3. Barragens de regularização e reservatórios. 4.
Usinas hidrelétricas - Produção de energia. 5. Precitação (Meteorologia) -
Probabilidades. I. Universidade Federal do Paraná. II.Fill, Heinz Dieter O. A..
III. Título.

CDD: 628.142

TERMO DE APROVAÇÃO

FÉLIX EUSÉBIO BANZE

“Avaliação do Conflito entre o Controle de Cheias e Geração de Energia: Caso da Barragem de Cahora Bassa - Moçambique”

Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela comissão formada pelos professores:

PRESIDENTE:



Heinz Dieter Fill
Universidade Federal do Paraná
Orientador

MEMBROS:



Thelma Solange Piazza Fernandes
Universidade Federal do Paraná



Miriam Rita Moro Mine
Universidade Federal do Paraná



Marcelo Rodrigues Bessa
Universidade Federal do Paraná

Curitiba, 15 de dezembro de 2014

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha mãe, Elisa Paulo Mazive (*in memorian*), por todo sacrifício que deu pela felicidade dos seus filhos.

Ao meu Filho Ricardo Fill Banze por não ter estado presente fisicamente durante uma parte da sua infância (seu primeiro ano de vida).

AGRADECIMENTOS

Agradeço em especial: Ao meu orientador, Professor Heinz D. O. A. Fill, pela sua paciência, e tempo dedicado à minha dissertação e pela sua extrema capacidade intelectual.

A minha esposa Cecilia Dimande, aos meus pais e irmãos pelo apoio Moral.

Ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, na pessoa do seu coordenador Professor Tobias Bleninger e ao Adj. Coordenador Professor Cristóvão Fernandes pelo apoio recebido.

A professora Miriam Rita Moro Mine pelas suas aulas de sapiência. Não poderia deixar de agradecer a todos professores do PPGERHA.

Ao meu amigo Lukas Morande pela ajuda na elaboração dos programas computacionais. e a todas as pessoas que me ajudaram direta ou indiretamente para tornar possível esta dissertação.

A CNPQ/MCT pela bolsa de Mestrado.

À Deus por tudo.

RESUMO

Quando num reservatório utilizado para geração de energia é associada à função de controlar cheias, gera-se, potencialmente, um “conflito de interesses”, uma vez que o operador do reservatório pretende tê-lo sempre cheio para garantir a geração futura de energia, enquanto, a jusante e/ou montante do reservatório, os atingidos pelas cheias querem que, no início do período chuvoso, o reservatório esteja o mais vazio possível para poder absorver uma eventual onda de cheia. Tendo em vista que a maioria dos aproveitamentos hidrelétricos não foi projetada explicitamente para o controle de cheias, o planejamento da operação deve procurar minimizar este conflito, através de uma alocação criteriosa e geralmente sazonal de espaços vazios nos reservatórios para o controle de cheias, denominados "volumes de espera". A presente pesquisa pretende cotejar os benefícios proporcionados por um reservatório para o controle de cheias e para a geração de energia. A avaliação desses benefícios foi feita por meio de simulações de Monte Carlo usando séries sintéticas de vazões naturais afluentes. Para a geração das séries sintéticas utilizaram-se estatísticas da série histórica de vazões afluentes de 1955-2012. Os resultados encontrados permitiram concluir que no geral a consideração de volumes de espera associados a vários tempos de recorrência em um reservatório, indica um decréscimo na energia garantida. Considerando uma queda média constante e um período de retorno de 100 anos para as cheias e 50 anos para a energia garantida, observa-se um acréscimo na perda de energia para uma redução na vazão de restrição sendo de 4 MW_{méd} para a vazão de restrição de 15000 m³.s⁻¹ e 196 MW_{méd} para a vazão de restrição igual a 8000 m³.s⁻¹. A consideração da sazonalidade na alocação do volume de espera resulta num decréscimo considerável da perda de energia. Para os períodos de retorno de 100 anos e 50 anos respectivamente para cheias e energia garantida resulta uma perda de 2 MW_{méd} para a vazão de restrição de 15000 m³.s⁻¹ a 152 MW_{méd} para a vazão de restrição igual 8000 m³.s⁻¹. Considerando na simulação a queda líquida variável e a sazonalidade resulta uma adicional redução na perda de energia garantida.

Palavra chave: Controle de Cheias. Energia Firm. Curva de Regularização.

ABSTRACT

Conflicts often arise for reservoirs with multiple water uses, such as power generation, combined with flood control. While high reservoir water levels are desired to store water for power generation, low levels at the beginning of the flood season may reduce flood damages. As most hydropower reservoirs are not explicitly designed for flood control, operation planning usually seeks to minimize this conflict with careful allocation of appropriate space in the reservoirs for flood control or for power generation. This research aims to compare benefits provided by a reservoir either for flood control or for power generation. The evaluation of these benefits was done using Monte Carlo simulations with synthetic series of natural inflows. The synthetic series were generated using inflow statistics from 1955 to 2012 at Cahora Bassa dam. It was concluded that generally the consideration of spaces at the reservoir for flood control associated to different return periods results in a reduction of guaranteed energy. Using a constant average head and a return period of $Tr.C=100$ years for flood control and $Tr.E=50$ years for dependable energy at Cahora Bassa reservoir, it was observed an increase in energy loss for a decrease of restriction flow. The loss in dependably energy was 4 avg MW for a restriction flow of $15000 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ and 196 avg MW for a restriction flow of $8000 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$. The loss of guaranteed energy is reduced by consideration of seasonality. For $Tr.C=100$ years and $Tr.E=50$ years result a loss of 2 avg MW for restriction flow of $15000 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ and 152 avg MW for a restriction flow of the $8000 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$. The consideration of variable net head combined with seasonality result in an adicional reduction of the guaranteed energy loss.

Key words: Flood Control. Firme Energy. Curve Regularization.

LISTA DAS FIGURAS

FIGURA 1 : MÁXIMOS ANUAIS DAS VAZÕES MÉDIAS MENSAIS DO RIO ZAMBEZE	6
FIGURA 2- EVOLUÇÃO DO USO OS RECURSOS HÍDRICOS.....	10
FIGURA 3– LOCALIZAÇÃO DA BARRAGEM DE CAHORA BASSA NA PROVINCIA DE TETE EM MOÇAMBIQUE.....	34
FIGURA 4 – VAZÕES MÉDIAS MENSAIS DE CAHORA BASSA	36
FIGURA 5 – HIDROGAMAS DE PROJETO RESULTANTE PARA CHEIAS DE DIFERENTES ANOS	74
FIGURA 6 – HIDROGRAMAS DE PROJETO MÉDIO RESULTANTE PARA DIFERENTES CHEIAS	74
FIGURA 7– HIDROGRAMAS DE PROJETO PARA CHEIAS DE 2 E 5 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO.....	75
FIGURA 8– HIDROGRAMAS DE PROJETO PARA CHEIAS DE 10 E 20 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO.....	75
FIGURA 9– HIDROGRAMAS DE PROJETO PARA CHEIAS DE 50 E 100 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO.....	76
FIGURA 10– HIDROGRAMAS DE PROJETO PARA CHEIAS DE 1000 E 10000 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO.....	76
FIGURA 11 AJUSTE DA SÉRIE HISTÓRICA (MÉDIAS ANUAIS) A LN2.....	80
FIGURA 12- CURVA DE PERMANÊNCIA DA VAZÃO OBSERVADA E DA SÉRIE SINTÉTICA NA BARRAGEM DE CAHORA BASSA.....	83
FIGURA 13 - CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 10 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO.	85
FIGURA 14 - CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 20 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO.	86
FIGURA 15 - CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 50 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO.	87
FIGURA 16 - CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 100 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO. ...	88

FIGURA 17 - CURVAS DA PERDA DE ENERGIA PARA COMBINAÇÃO DE DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO DA CHEIA E DA GERAÇÃO DE ENERGIA.....	93
FIGURA 18 ENERGIA PERDIDA PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO DE 20 NOS PARA O CONTROLE DE CHEIAS E DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA.....	102
FIGURA 19 – CURVA COTA VOLUME PARA O RESERVATÓRIO DE CAHORA BASSA.....	106
FIGURA 20 – CURVA DO VOLUME ÚTIL EM RELAÇÃO A ALTURA LIQUIDA DO RESERVATÓRIO DE CAHORA BASSA	106
FIGURA 21 – CURVA DO PERÍODO DE RETORNO PARA VÁRIAS ENERGIAS E VÁRIAS VAZÕES DE RESTRIÇÃO PARA UMA CHEIA DE 20 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO.....	108
FIGURA 22 – CURVA DO V PARA VÁRIAS ENERGIAS E VÁRIAS VAZÕES DE RESTRIÇÃO PARA UMA CHEIA DE 50 ANOS DE TR.....	109
FIGURA 23 – CURVA DO PERÍODO DE RETORNO PARA VÁRIAS ENERGIAS E VÁRIAS VAZÕES DE RESTRIÇÃO PARA UMA CHEIA DE 100 ANOS DE TR .	109
FIGURA 24 – COMPARAÇÃO DAS CURVAS DA ENERGIA PERDIDA PARA UM $Tr.E=100$ ANOS E $Tr.C=100$ PARA AS TRÊS DIFERENTES ANÁLISES.....	110
FIGURA 25 CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA $Tr.E=Tr.C=10$ ANOS.....	111
FIGURA 26 CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA $Tr.E=Tr.C=20$ ANOS.....	112
FIGURA 27 CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA DIFERENTES $Tr.E=Tr.C=50$ ANOS.....	112
FIGURA 28 CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA $Tr.E=Tr.C=100$ ANOS.....	113

LISTA DAS TABELAS

TABELA	1-	CARACTERÍSTICAS DOS
	PRINCIPAIS APROVEITAMENTOS EXISTENTES.....	13
TABELA 2-	POTENCIAIS HIDROELÉTRICAS	14
TABELA 3 -	SAZONALIDADE DE VAZÕES EM CAHORA BASSA.....	36
TABELA 4	ESTATÍSTICA DESCRITIVA DAS VAZÕES MÁXIMAS DIÁRIAS	70
TABELA 5	DISTRIBUIÇÕES E A ESTATÍSTICA DE TESTE PARA O TESTE KS.....	71
TABELA 6 –	RESULTADOS DA VAZÃO MÁXIMA ESTIMADA PARA VÁRIOS TR.....	72
TABELA 7 -	VOLUME DE ESPERA PARA VÁRIOS PERÍODOS DE RETORNO.....	77
TABELA 8-	VOLUME MÁXIMO PARA VÁRIOS PERÍODOS DE RETORNO E DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO.....	78
TABELA 9 –	ESTATÍSTICAS DOS LOGARITIMOS DAS VAZÕES MÉDIAS ANUAIS..	79
TABELA 10 -	PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DAS VAZÕES ANUAIS DAS SÉRIES HISTÓRICA E SINTÉTICAS.....	82
TABELA 11 -	ENERGIA GARANTIDA PARA $Tr.E=20$ ANOS.....	90
TABELA 12	VAZÃO REGULARIZADA PARA $Tr.E=20$ ANOS.....	90
TABELA 13	ENERGIA GARANTIDA PARA $Tr.E=50$ ANOS.....	90
TABELA 14	VAZÃO REGULARIZADA PARA $Tr.E=50$ ANOS.....	90
TABELA 15	ENERGIA GARANTIDA PARA $Tr.E=100$ ANOS.....	90
TABELA 16	VAZÃO REGULARIZADA PARA $Tr.E=100$ ANOS.....	91
TABELA 17	IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO $Tr.E=20$ ANOS E $Tr.C=20$ ANOS.....	91
TABELA 18	IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO $Tr.E=20$ ANOS E $Tr.C=50$ ANOS.....	91
TABELA 19	IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO $Tr.E=20$ ANOS E $Tr.C=100$ ANOS.....	92

TABELA 20	IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO $Tr.E=50$ ANOS E $Tr.C=50$ ANOS.....	92
TABELA 21	IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO $Tr.E=50$ ANOS E $Tr.C=100$ ANOS.....	92
TABELA 22	IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO $Tr.E=100$ ANOS $Tr.C=100$ ANOS	93
TABELA 23	ANÁLISE DOS LOGARITIMOS DAS VAZÕES SAZONAIS MÉDIAS MENSAIS UTILIZANDO O TEST t DE STUDENT	98
TABELA 24	ANALISE DOS LOGARITIMOS DAS VAZÕES SAZONAIS MÉDIAS MENSAIS UTILIZANDO O TEST F DE SNEDECOR	99
TABELA 25	- VOLUME DE ESPERA PARA VÁRIOS PERÍODOS DE RETORNO NOS MESES DE TRANSIÇÃO.....	100
TABELA 26	VOLUME ÚTIL PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO E DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO CONSIDERANDO A SAZONALIDADE	100
TABELA 27	ENERGIA GARANTIDA COM SAZONALIDADE PARA $Tr.E$ DE 20 ANOS	101
TABELA 28	VAZÃO REGULARIZADA COM SAZONALIDADE PARA $Tr.E$ DE 20 ANOS	101
TABELA 29	ENERGIA GARANTIDA COM SAZONALIDADE PARA $Tr.E$ DE 50 ANOS	101
TABELA 30	- VAZÃO REGULARIZADA COM SAZONALIDADE PARA $Tr.E$ DE 50 ANOS.....	101
TABELA 31	- ENERGIA GARANTIDA COM SAZONALIDADE PARA $Tr.E$ DE 100 ANOS.....	102
TABELA 32	- VAZÃO REGULARIZADA COM SAZONALIDADE PARA UM $Tr.E$ DE 100 ANOS.....	102

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
CANAMBRA	Canambra Consulting Engineers Ltd.
CNPQ	Conselho Nacional de desenvolvimento Científico e Tecnológico.
DNA	Direcção Nacional de água.
EDM	Electricidade de Moçambique.
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EIA	Administração da Informação sobre Energia
INE	Instituto Nacional de Estatística.
MICOA	Ministério para a Coordenação da Acção Ambiental.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
UNCCD	Convenção das Nações Unidas de Combate à Desertificação
ITCZ	Zona de convergência intertropical
PMA	Precipitação Máxima Anual
EMA	Evaporação Máxima Anual

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

C_s	Coeficiente de autocorrelação amostral
C_v	Coeficiente de variação
$^{\circ}\text{C}$	Graus Célsius (Temperatura)
D	Demanda ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$ ou MW)
E_{fir}	Energia firme (MW)
H_{Lmi}	Queda líquida média do aproveitamento i, em metros
h	Hora
km	Quilometro
km^2	Quilometro quadrado
m	Metro
m^3	Metro cúbico
m^2	Metro quadrado
$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$	Metros cúbicos por segundo
mm -	Milímetro
n	Extensão do período analisado (meses);

p	Proporção de valores observados nas séries geradas
Q	vazao ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)
$Q_D(t)$	Volume defluente no dia t ou mês t .
Q_{Lmi}	Descarga líquida média do período crítico do aproveitamento i , em $\text{m}^3 \text{s}^{-1}$
Q_r	Vazão de restrição
S	Desvio padrão amostral
s	Segundo
T_r	Período de retorno
Tr. E	Período de retorno de energia
Tr. C	Período de retorno de Cheia
V_{\max}	Armazenamento máximo ($\text{m}^3 \text{s}^{-1} \cdot \text{mês}$ ou $\text{MW} \cdot \text{mês}$)
V_0	Armazenamento inicial ($\text{m}^3 \text{s}^{-1} \cdot \text{mês}$ ou $\text{MW} \cdot \text{mês}$)
$V(t)$	Armazenamento no tempo t
V_{\min}	Armazenamento mínimo ($\text{MW} \cdot \text{mês}$);
V_{esp}	Volume de espera
V_{disp}	Volume disponível

V_{Util}	Volume útil
W	Watt
ρ	Coeficiente autocorrelação populacional
σ	Desvio padrão populacional
\bar{X}	Média amostral
γ	Coeficiente de assimetria
%	Porcentagem;
μ	Média populacional

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 AVALIAÇÃO DE VAZÕES DE CHEIAS.....	1
1.2 AS CHEIAS DO RIO ZAMBEZE	5
1.3 OPERAÇÃO DO RESERVATÓRIO	7
1.4 OBJETIVO	8
1.4.1 Objetivo Geral	8
1.4.2 Objetivos específicos Associados	8
1.5 JUSTIFICATIVA.....	9
1.6 HIPÓTESE.....	10
2. CONCEITOS E DEFINIÇÕES.....	10
2.1 EVOLUÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS	10
2.2 SETOR ELÉTRICO.....	11
2.3 GERAÇÃO DA ENERGIA HIDROELÉTRICA EM MOÇAMBIQUE	12
2.4 HIDROGRAMA DE PROJETO E VOLUME INICIAL MÁXIMO	14
2.4.1 Hidrograma de Projeto	15
2.4.2 Vazão de Restrição.....	15
2.5 TEMPO DE RETORNO.....	16
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
3.1 AVALIAÇÃO DA ENERGIA GARANTIDA.....	18
3.1.1 Método da Energia Natural	20
3.2 METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA A DEFINIÇÃO DOS VOLUMES DE ESPERA NA OPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS	26
3.3 ESTIMATIVA DA ENERGIA GARANTIDA	30
3.3.1 Método de Monte Carlo.....	30
3.3.2 Teoria Estocástica Dos Reservatórios	31
4 MÉTODOS DE ANÁLISE.	34

4.1 ÁREA DO ESTUDO	34
4.2 A BACIA DO RIO ZAMBEZE	35
4.2.1 Clima	36
4.2.2 Alto Zambeze	37
4.2.3 Médio Zambeze	37
4.2.4 Baixo Zambeze	38
4.2.5 A Barragem de Cahora Bassa	38
4.3 MÉTODOS.....	39
4.3.1 Análise de Frequência de Cheias	39
4.3.2 Função de Distribuição de Probabilidade.....	39
4.4 TESTES DE ADERÊNCIA.....	42
4.5 MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS.....	47
4.6 ESTUDOS ENERGÉTICOS.....	53
4.6.1 Determinação da Energia Garantida.....	54
4.6.2 Distribuição Marginal de Probabilidades	56
4.6.3 Geração de Séries Sintéticas Anuais.....	59
4.6.4 Desagregação das Séries Anuais em Mensais.....	62
4.6.5 Método de Monte Carlo.....	64
4.6.6 Curva de Regularização.....	65
4.6.7 Tempo de Retorno	66
4.6.8 Simulação de Cheias	68
5 RESULTADOS.....	70
5.1 ANÁLISE DE FREQUÊNCIA DE CHEIAS	70
5.1.1 Estatísticas Descritivas	70
5.1.2 Estimação dos Parâmetros e Aderência dos Modelos	70
5.1.3 Estimação da Vazão Máxima.....	72

5.1.4. Determinação do Hidrograma de Projeto	73
5.1.5 Determinação do Volume de Espera para Vários Períodos de Retorno	77
5.2 ESTUDOS ENERGÉTICOS	78
5.2.1 Distribuição Marginal	79
5.2.2 Geração de Séries Sintéticas Anuais	80
5.2.3 Desagregação das Séries Anuais em Mensais	81
5.2.4 Validação do Modelo Utilizado para a Geração da Série Sintética	82
5.2.5 Determinação da Energia Garantida	83
5.3 VERIFICAÇÃO DA SAZONALIDADE DE CHEIAS	96
5.3.1 Teste t de Student	96
5.3.2 Teste F de Snedecor	97
5.4 APERFEIÇOAMENTO DO MODELO DE SIMULAÇÃO USANDO A QUEDA VARIÁVEL	105
5.4.1 Confiabilidade da Energia gerada	107
5.5 CURVA DE REGULARIZAÇÃO	111
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	114
7 REFERÊNCIAS	116
8 APÊNDICES	124

1 INTRODUÇÃO

A presente pesquisa pretende cotejar os benefícios proporcionados por um reservatório para o controle de cheias e para geração de energia. O benefício proporcionado pelo reservatório para o controle de cheias consiste na redução da vazão de pico a jusante e em alguns casos a influência dos níveis do reservatório a montante enquanto que no caso da geração de energia será o ganho na energia garantida proporcionada pela regularização de vazões. Ambos os benefícios são, nesta dissertação, avaliados em termos estatísticos, isto é para uma dada probabilidade de sucesso

Assim o produto final da pesquisa é uma relação entre a redução do pico da cheia e o ganho da energia garantida, ambos proporcionados pelo reservatório, para um dado período de retorno (igual ao inverso da probabilidade de falha).

Para tanto é necessário uma análise de frequência de cheias, estudo de laminação desta cheia pelo reservatório e uma avaliação da energia garantida em função do volume útil disponível para a regularização (curva de regularização).

1.1 AVALIAÇÃO DE VAZÕES DE CHEIAS

A definição da vazão máxima de um rio pode seguir duas abordagens distintas: (1) Cheia máxima provável e (2) Análise de frequência. No primeiro caso procura-se estimar um máximo absoluto da vazão de um rio, enquanto que na abordagem conhecida como análise de frequência, a vazão máxima anual de um rio é uma variável aleatória e portanto os seus valores são associados a uma probabilidade de ser igualado ou ultrapassado.

No caso da primeira abordagem vale ressaltar que embora deva existir um limite superior para a vazão, este é de difícil avaliação e muitas vezes as estimativas para este limite foram ultrapassadas posteriormente. Além disso, constitui-se muitas vezes

em um critério economicamente inviável. Assim no caso de dimensionamento de obras hidráulicas é comum a adoção da segunda abordagem usando um risco (probabilidade de falha) bastante pequeno e coerente com as consequências econômicas e sociais da falha. Nesta dissertação apenas a abordagem por análise de frequência é utilizada.

Fixando o risco, a vazão correspondente (quantil) é utilizada na previsão de enchentes e no projeto de obras hidráulicas. Essa vazão e os consequentes impactos podem até certo limite ser controlados e atenuados em uma determinada área ou bacia hidrográfica, através de obras de controle de cheias tais como reservatórios, obras de drenagem ou diques. Também o chamado controle não estrutural através de medidas administrativas (zoneamento, seguro da cheia, etc.) pode ser eficiente.

Para o dimensionamento de obras hidráulicas de drenagem urbana e rural, perímetros de irrigação, diques, extravazores de barragens, obras de desvio, usinas hidrelétricas entre outros a estimativa deste valor tem importância decisiva e afeta os custos e a segurança dos projetos de engenharia (TUCCI, 2001). Normalmente o risco é expresso através do tempo de recorrência que corresponde ao valor esperado do intervalo entre ocorrências de superação do valor da cheia. Muitos métodos estão disponíveis na literatura para a estimativa de vazões máximas de projeto (e.g. NAGHETTINI e PINTO, 2007).

Para a abordagem via análise de frequência são usados métodos probabilísticos que são métodos de extrapolação para cheias futuras (associadas a um período de recorrência) baseados nos registros de cheias passadas (série histórica). Os métodos probabilísticos (análise de frequência) podem ser diretos ou indiretos. Os métodos diretos utilizam apenas registros históricos de vazões, sem considerar as causas das cheias (precipitação, degelo, etc.) enquanto que os métodos indiretos baseiam-se em registros de precipitação, uso e tipo de solo e temperatura entre outros e a sua posterior transformação em vazão mediante modelos que simulam a física da bacia hidrográfica (modelos hidrológicos).

Recomenda-se a aplicação de métodos probabilísticos diretos na presença de dados adequados constituídos de uma série histórica de extensão considerável, estacionária e de boa qualidade. Os métodos indiretos por sua vez devem ser adotados

na ausência de observações de vazões (ou por um período muito curto), se a bacia sofrer alterações importantes no tempo (e.g. Urbanização), se a própria obra afeta significativamente o processo de geração das cheias ou ainda se no futuro mudanças climáticas importantes são previstas.

Dois tipos de erros afetam os resultados de uma análise de frequência: em primeiro lugar um modelo probabilístico (família de distribuição de probabilidade) deve ser escolhido *a priori* e que no caso de fenômenos hidrológicos nunca corresponde ao verdadeiro modelo da natureza que além de ser desconhecido presumivelmente é complexo demais para efeitos práticos. Assim, quase sempre um modelo simples substitutivo é utilizado. O erro decorrente da escolha inadequada do modelo é denominado erro do modelo.

O segundo tipo de erro resulta do tamanho da amostra (série histórica) disponível de modo que as estimativas dos parâmetros do modelo diferem dos verdadeiros valores destes parâmetros. Esse erro é denominado de erro amostral.

Portanto, na aplicação de modelos probabilísticos, quanto mais extensa for a série, maior será a confiabilidade dos resultados. Isso se deve ao fato de o erro amostral na estimativa dos parâmetros se reduzir com o aumento do tamanho da amostra. Além disso, dispondo-se de séries mais extensas, a segurança na escolha do modelo probabilístico aumenta naturalmente, pois permite rejeitar com maior confiabilidade modelos inadequados.

As distribuições de probabilidade (modelo probabilístico) mais utilizadas em hidrologia, no estudo de eventos de valores extremos são: Gumbel, Log-Pearson Tipo III, Log-Normal, Exponencial e a distribuição Generalizada de Eventos Extremos (GEV) (KROLL e STEDINGER 1998).

Um dos problemas mais comuns e também difíceis em hidrologia é a estimativa de uma cheia ou seca associada a uma probabilidade, a partir de um curto registro de vazões (análise de frequência de cheias ou estiagem). Para este propósito diferentes tipos de distribuições têm sido usados. Na realidade não se sabe qual distribuição melhor representa o fenômeno, pois não há uma teoria suficientemente firme para a utilização de uma ou outra distribuição. No entanto, existem algumas justificativas

práticas para aplicação da distribuição que poderia proporcionar melhor ajuste (KITE, 1978).

Segundo FILL (2000), alguns critérios para a escolha da família de distribuição são:

- (1) Conhecimento da natureza do experimento aleatório subjacente;
- (2) Uso de teoremas gerais voltados a resultados assintóticos;
- (3) Melhor ajuste à amostra (utilizar a distribuição que oferecer o melhor ajuste);
- (4) Distribuições robustas (que produzem estimadores que não são afetados significativamente por variações a respeito das hipóteses dos modelos);
- (5) Usos e costumes (modelos definidos por regulamentos/leis ou mais recomendados na literatura).

O primeiro critério no caso de cheias é inviável pois o processo de formação é desconhecido nos seus detalhes. O critério baseado em resultados assintóticos (critério dois), é viável apenas na disponibilidade de registros muito longos, nem sempre disponíveis.

Para a aplicação do critério do melhor ajuste (critério três) dispõe-se de testes de aderência entre os quais os mais conhecidos são os de Qui-Quadrado, Kolmogorov-Smirnov e de Filliben. Na aplicação de um teste de ajuste é necessário fixar uma probabilidade do erro tipo I geralmente entre 1 a 5% (NAGHETTINI e PINTO, 2007).

O quarto critério baseia-se em simulações de Monte Carlo usando séries sintéticas ou distribuições mãe (*parent distribution*) ou ainda em amostras particionadas (*split samples*). Finalmente o quinto critério (usos e costumes) dispensa comentários.

Além do problema da escolha do modelo probabilístico é necessário estimar os parâmetros do mesmo para que possa ser usado na estimativa de quantis. Vários métodos estão disponíveis para este propósito, entre os quais se destacam o método dos momentos (MoM), o método de máxima verossimilhança (MLE) e o método dos momentos de pesos probabilísticos (PWM) equivalente ao método dos momentos lineares (MML).

Para NAGHETTINI e PINTO (2007) o método dos momentos é o método de estimação mais simples, porém em certos casos de eficiência baixa. Nestes casos outros métodos tais como o método de Máxima Verossimilhança e o método dos Momentos L são mais indicados. O método da Máxima Verossimilhança (MLE) produz estimadores com máxima eficiência assintótica. Entretanto, a sua aplicação a amostras pequenas pode produzir estimadores de qualidade análoga ou mesmo inferior a outros métodos. Também o método de máxima verossimilhança (MLE) está vinculado ao conhecimento da correta distribuição de probabilidade. Ao ser aplicado a distribuições diferentes a sua eficiência fica comprometida.

O método dos momentos-L (MM-L) produz parâmetros comparáveis, em qualidade, àqueles produzidas pelo MLE. Para amostras pequenas, os estimadores MM-L são muitas vezes, mais eficientes do que os MLE (HOSKING, WALLIS e WOOD, 1985). O presente trabalho onde um dos objetivos é determinar a vazão máxima para diferentes períodos de retorno utiliza diferentes distribuições de probabilidade (modelos) com os parâmetros estimados na maioria dos casos pelo método dos Momentos-L.

1.2 AS CHEIAS DO RIO ZAMBEZE

O presente estudo para mostrar o conflito entre controle de cheias e geração de energia considera como estudo de caso o rio Zambeze na África Austral e em particular o aproveitamento hidrelétrico de Cahora Bassa, o mais importante em Moçambique.

O delta do rio Zambeze, em Moçambique, recebia recorrentes inundações anuais devido aos ciclos marcantes de chuva e estiagem de sua área de drenagem. Tal movimento caracterizou sua fauna e flora e também o estilo de vida de seus quase 500000 habitantes antes da construção da barragem de Cahora Bassa. Desde 1974, entretanto, a hidrelétrica de Cahora Bassa erradicou tais cheias ao administrar o fluxo do rio para a maximização da produção de energia (THA e SEAGER, 2013).

Segundo BEILFUSS et al., (2002), em vez do característico pico de inundação ao longo do ano, de previsibilidade e durabilidade conhecidas, o rio passou a ter um fluxo quase constante, interrompido apenas por rápidas inundações, praticamente imprevisíveis em sua ocorrência e durabilidade .

Primeira cheia errática ocorreu apenas quatro anos após o término da construção da barragem, em parte pela falta de coordenação entre os operadores desta com os da hidrelétrica de Kariba – reservatório imediatamente à montante. O fluxo de água liberado emergencialmente foi três vezes maior que o normal para um ano de inundação, causando verdadeira tragédia humana e ambiental no delta, culminando na morte de diversas pessoas e animais (BEILFUSS e SANTOS, 2001).

A Figure 1 mostra série temporal dos máximos anuais das vazões médias mensais do rio Zambeze (área de drenagem igual a 545000 km²), observado durante o período 1940-1999. Antes da regularização (ou seja, antes de 1974), as vazões médias mensais eram em sua maioria maiores de 10.000 m³s⁻¹. Após a regularização, os máximos anuais das vazões médias mensais ficaram abaixo de 6000 m³s⁻¹, com exceção da observada em 1978, que parece ser devido a problema de operação da barragem de Kariba a montante (HOGUANE, 1997).

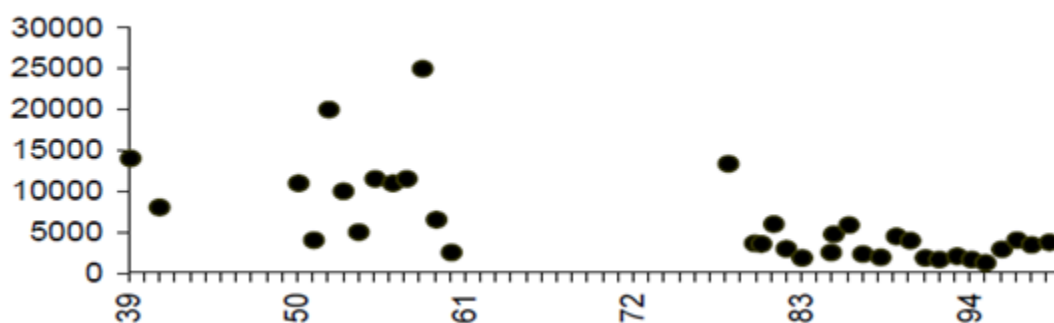


FIGURA 1 : MÁXIMOS ANUAIS DAS VAZÕES MÉDIAS MENSAIS DO RIO ZAMBEZE

FONTE: HOGUANE (1997)

1.3 OPERAÇÃO DO RESERVATÓRIO

Dados da administração de informação sobre energia (EIA), dos Estados Unidos, explicam que o consumo mundial da eletricidade deve aumentar em 73% de 1999 a 2020 fazendo da eletricidade a forma de energia de crescimento mais rápido. Este crescimento será mais acentuado nos países em desenvolvimento (ONU, 2003).

Na atualidade, 2,0 bilhões de pessoas não dispõem de energia elétrica, e 2,5 bilhões de pessoas de países em desenvolvimento, principalmente nas áreas rurais têm acesso reduzido dos serviços comerciais de energia (ONU, 2003).

Quando a tendência do fornecimento da energia e combustível é limitada, ausente ou muito cara, o desenvolvimento é frustrante, pois, aumenta o índice de desemprego, os pobres permanecem na pobreza, os serviços de educação e sanitários tem tido imensas dificuldades e se adia o crescimento econômico, portanto a falta de energia pode ser considerada como uma ameaça para a sustentabilidade econômica e social (ONU, 2003).

Quando para um reservatório utilizado na geração de energia é associada também à função de controlar cheias, gera-se, potencialmente, um “conflito de interesses”, uma vez que o operador do reservatório pretende tê-lo sempre cheio (no maior nível possível) para garantir a geração futura de energia e manter a queda alta para maximizar a produtividade de energia por metro cúbico, enquanto, a jusante do reservatório, os atingidos pelas cheias querem que, no início do período chuvoso, o reservatório esteja o mais baixo possível para poder absorver uma eventual onda de cheia (GODIM, 2010).

Os estudos desenvolvidos e a experiência operativa ao longo das últimas décadas têm demonstrado que os reservatórios dos aproveitamentos hidrelétricos além de serem utilizados para geração de energia elétrica podem contribuir, também, dentro de certas limitações, para o amortecimento de cheias (ONS, 2007).

As técnicas de controle de cheias em usinas hidrelétricas baseiam-se na alocação de uma parte dos volumes úteis dos reservatórios, os chamados volumes de

espera, a fim de amortecer futuras cheias. Se for alocado um volume de espera demasiadamente grande e a cheia não acontecer, então a geração futura de energia elétrica poderá ser comprometida por falta de capacidade de regularização.

Na solução desse conflito de interesses encontra-se uma das principais atribuições dos órgãos gestores dos recursos hídricos. O controle de cheias através de reservatórios envolve basicamente a definição dos volumes de espera e, portanto, das vazões defluentes máximas para o tempo de recorrência adotado na proteção da população e das infraestruturas a jusante.

1.4 OBJETIVO

1.4.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo principal fazer uma avaliação dos impactos energéticos decorrentes da alocação de volumes de espera para controle de cheias.

1.4.2 Objetivos específicos Associados

- Estimar uma distribuição de probabilidade para vazões máximas;
- Determinar o hidrograma de projeto para vários períodos de retorno.
- Avaliar o volume de espera para diferentes vazões de restrição;
- Determinar a energia garantida do sistema e obter a curva de regularização para distintos tempos de retorno;

Todos estes objetivos são relacionados ao aproveitamento de Cahora Bassa no rio Zambeze em Moçambique.

1.5 JUSTIFICATIVA

O controle de cheias mediante o uso de reservatórios consiste basicamente em reter parte das vazões afluentes limitando desta forma as vazões defluentes a um valor máximo prefixado inferior ao pico do hidrograma afluente. Esse valor é denominado “vazão de restrição”.

Assim, evita-se com um risco prefixado (tempo de recorrência), que sejam causados danos a jusante nos locais sujeitos a inundações. Quando a concepção inicial desses reservatórios é geração de energia torna-se evidente a existência de um conflito, qual seja, a utilização do volume útil do reservatório para a geração de energia ou para o controle de cheias.

Tendo em vista que a maioria dos aproveitamentos hidrelétricos não foi explicitamente projetada para o controle de cheias, o planejamento da operação deve procurar minimizar este conflito, através de uma alocação criteriosa e geralmente sazonal de espaços vazios nos reservatórios para o controle de cheias, denominados “volumes de espera”.

A manutenção de volumes de espera sazonais nos reservatórios pode conduzir a um aumento do risco de que o armazenamento não seja totalmente recuperado até o final da estação chuvosa. Isto traz como implicação uma redução nas disponibilidades energéticas que, por consequência, podem causar impactos importantes na economia.

O estabelecimento dos valores ótimos dos volumes de espera a serem alocados nos aproveitamentos, portanto deve levar em consideração, além dos aspectos hidrológicos, a otimização da relação entre o custo decorrente do aumento do risco de déficit de energia (valor esperado do custo déficit) e os benefícios socioeconômicos promovidos pelo controle de cheias. (ONS, 2007).

1.6 HIPÓTESE

Ao usar uma parte do reservatório para o controle de cheias a redução na geração de energia garantida aumenta o risco do déficit de energia para uma demanda definida.

2. CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Neste capítulo, apresentam-se conceitos e definições referente aos tópicos diretamente tratados no presente estudo.

2.1 EVOLUÇÃO DOS RECURSOS HÍDRICOS

Em nossa sociedade, a água está presente em múltiplas atividades, seja para fins de geração de energia elétrica, abastecimento industrial e residencial, navegação, irrigação, ou até mesmo recreação. A demanda pelo uso dos recursos hídricos aumentou em torno de 10 vezes enquanto que a população mundial apenas quadruplicou entre os períodos de 1900 a 2000, conforme apresenta a Figura 2.

Isso significa que o consumo per capita aumentou em 150% ao longo do século XX. A razão é a evolução dos hábitos sanitários (banho diário, descargas em vasos sanitários, lavagem de carros, etc.) da população em geral e a crescente urbanização.

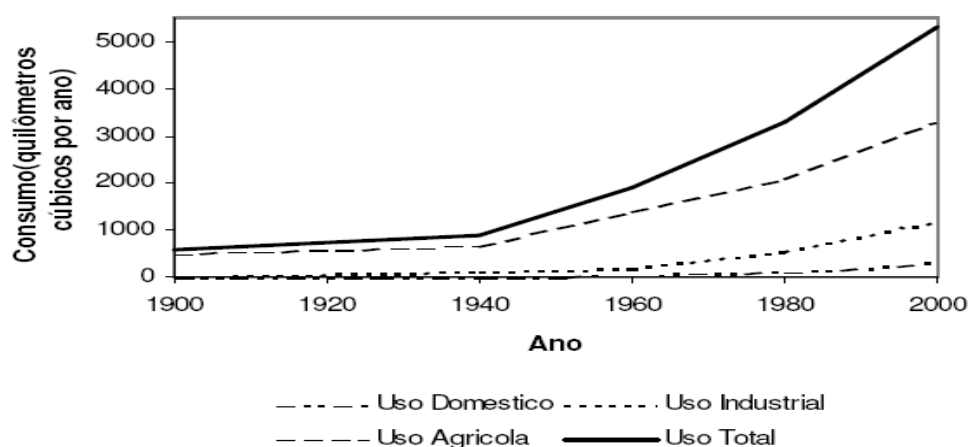


FIGURA 2- EVOLUÇÃO DO USO OS RECURSOS HÍDRICOS.

FONTE: NAGHETTINI (1997)

2.2 SETOR ELÉTRICO

Ao longo do século XX houve uma intensificação no uso da energia elétrica no lugar de outras fontes energéticas devido à comodidade do seu uso e a facilidade do seu transporte. A falta de investimento no setor elétrico representa um grande entrave ao crescimento econômico colocando limites na expansão da produção de bens e serviços. Déficits no sistema elétrico causam grandes prejuízos à economia e desaceleram o crescimento dos países. Portanto é de grande interesse para um país desenvolver-se encontrar meios de minimizar os riscos de crises energéticas seja por indisponibilidade hídrica, falha de equipamentos de geração ou de transmissão ou da indisponibilidade de insumos.

No caso particular de sistemas hidrelétricos, predominantemente três fatores podem levar a crises no abastecimento: (i) a incorreta avaliação da energia garantida ou o estabelecimento de riscos de falhas excessivas, (ii) o conflito entre a implementação da usina hidrelétrica e impactos ambientais que tendem a atrasar as obras ou inviabilizar a sua construção e (iii) a falta de recursos financeiros que igualmente conduzem a atraso nas obras.

No caso brasileiro a falta de recursos financeiros do setor público aliado a um significativo aumento dos custos devido a mitigação de impactos ambientais, levaram o governo, que até o final do século XX detinha na maior parte a propriedade do sistema elétrico, a incentivar a privatização do setor. Ao mesmo tempo foi proposto um modelo regulatório novo visando a competição e com isso levando supostamente a uma redução dos preços da energia elétrica além de manter um ritmo de expansão da oferta de energia adequada.

A privatização inspirou-se em experiências similares em outros países como a Inglaterra, Estados Unidos e Nova Zelândia sendo a Inglaterra pioneira na reforma do seu setor elétrico em 1990 (WOLFRAM, 1999). Ao governo cabia no modelo regulatório proposto a tarefa de planejar e fiscalizar a operação e expansão do sistema.

A avaliação da capacidade energética de um sistema hidrelétrico obviamente constitui-se em um dado fundamental para orientar o planejamento da expansão deste sistema. A metodologia utilizada para o efeito no Brasil até meados dos anos 1980 foi a simulação da operação do sistema com base na série histórica de aflúências obtendo-se a chamada energia firme (CANAMBRA, 1969a; 1969). Mais recentemente passou-se a adotar um procedimento probabilístico baseado em simulações Monte Carlo de séries sintéticas de aflúências (KELMAN, 1987 ; FILL e PÉRICO, 2013).

Até recentemente, no Brasil, os empreendimentos podiam ser classificados como de uso único como produção de energia ou abastecimento. Apartir da década 80 houve uma tendência no sentido de se adotar o uso múltiplo em empreendimentos estabelecidos no passado para o uso único. Este é o caso de reservatórios construídos para regularização das vazões e ou para a produção de energia elétrica que hoje devem manter um volume de espera para o controle de cheias, além de atender a outros usos (irrigação, recreação, navegação).

A existência de reservatórios pode diminuir a magnitude e a frequência de inundações, mas não pode eliminá-las totalmente, ou seja, as inundações após as construções tornaram-se mais raras e, no caso de cheias menores, diminui a sua magnitude, entretanto, cheias excepcionais não podem ser controladas e podem se tornar mais devastadoras, em termos de prejuízos econômicos e sociais. No Brasil, a sociedade civil pressionou com sucesso o setor elétrico para considerar o controle de cheias como um dos objetivos da operação, o que ocasionou uma inevitável redução na geração hidrelétrica (CEPEL, 1988).

2.3 GERAÇÃO DA ENERGIA HIDROELÉTRICA EM MOÇAMBIQUE

Moçambique tem várias opções para geração de energia hidrelétrica no rio Zambeze e em vários outros rios menores. Um estudo realizado pela *Technical Unit for the Implementation of Hydropower* (UTIP) identificou 60 locais com potencial

hidrelétrico no país, excluindo os locais de micro usinas (<500 kW). O potencial total de geração combinada é estimado em cerca de 12GW.

Atualmente Moçambique possui cinco barragens de geração de energia elétrica sendo a barragem de Cahora Bassa a principal (MICOA, 2001). Na tabela 1 são apresentadas as características das principais barragens existentes e na tabela 2 as características dos principais potenciais hidroelétricos futuros.

TABELA 1- CARACTERÍSTICAS DOS PRINCIPAIS APROVEITAMENTOS EXISTENTES

Barragens	Bacia	Queda (m)	Vol $10^6 m$	Q_{med} $m^3 s^{-1}$	Uso princip.	Pot.Hid (MW)	Pot. Irrig(Ha)
Mavuzi	Rovué	8.5	1.2	1400	1-Hidroel	46
Chicamba Real	Rovué	75.0	1820.0	680	1-Hidroel	36
Cahora-Bassa	Zambeze	103.5	65000	2150	1-Hidroel	2060
Corrumana	Sabié	45.0	1230	630	1-Hidroel. 2-Irrigaç.	15	36000
Massingir	Elefantes	48.0	2256	1800	1-Hidroel 2-Irrigaç.	45	70000

FONTE: DNA (2004).

1-Hidroelétrico

2-Irrigação

TABELA 2- POTENCIAIS HIDROELÉTRICAS

Projeto	Pot. (MW)	Vazão med (m ³ s ⁻¹)	Altura (m)	Prod.anual de Energia. (GWh)	Localização provincia
Bué-Maria	40	Sofala
Moamba Major	27	Maputo
Mpanda Nkuwa	1780	3400	58	12450	Tete
Alto Malema	80	60	27	229	Zambézia
Cahora Bassa II	1200	1320	120	6800	Tete
Lupata	654	3025	80	4960	Tete
Boroma	444	60	38	3240	Tete
Luia	234	350	98	975	Tete
Revubue	120	60	80	510	Tete

FONTE: DNA (2004)

No ano 2002 o consumo anual de energia era de 1300GWh, com 80% produzido na hidroelétrica de Cahora Bassa (DNA, 2007). Apenas 8% da população tinha acesso à energia. No ano de 2006 a produção de energia aumentou em 39%, o que consequentemente resultou na redução da dependência da energia da Hidrelétrica de Cahora Bassa (EDM, 2009).

2.4 HIDROGRAMA DE PROJETO E VOLUME INICIAL MÁXIMO

Os hidrogramas de cheias representam uma estimativa da evolução temporal de vazões máximas ao longo do tempo, sintetizando o regime de extremos hidrométricos numa determinada região geográfica.

2.4.1 Hidrograma de Projeto

Um dos métodos para se obter o hidrograma de cheias consiste em utilizar as curvas envoltórias dos maiores eventos de cheias ajustando estas, às vazões máximas por análise de frequência das cheias (COELHO FILHO, 2010).

Assim, a determinação dos hidrogramas de projeto é realizada com as seguintes etapas: escolha de postos fluviométricos; levantamento, análise e consistência dos dados; escolha das distribuições de probabilidade; estimativas dos seus parâmetros; obtenção dos quantis de cheia para os períodos de retorno selecionados; análise de séries históricas e construção dos hidrogramas adimensionais; obtenção da envoltória destes e finalmente o ajuste da envoltória aos quantis obtendo assim o hidrograma de projeto.

Dado o hidrograma de projeto pode-se então estimar para uma vazão defluente máxima, e para um dado período de retorno o volume de espera necessário para assegurar a vazão defluente máxima denominada vazão de restrição. Também é possível definir a regra de operação que procura não ultrapassar a vazão de restrição mas também deve evitar que a segurança da obra seja comprometida .

No caso de ameaça ao galgamento da barragem desconsidera-se a vazão de restrição sendo esta neste caso ultrapassada, pois é necessário evitar o mal maior que seria a ruína da obra.

2.4.2 Vazão de Restrição

A vazão de restrição é a descarga máxima a ser liberada na operação normal de controle de cheias através de um reservatório de contenção.

O volume máximo inicial, isto é a condição do reservatório no início da estação chuvosa será evidentemente o volume total subtraído do volume de espera.

A vazão de restrição é fixada em função dos danos causados por vazões elevadas a pessoas e propriedades ribeirinhas a jusante. Portanto, quanto menor a vazão de restrição, menor será também o dano causado (alagamentos, perdas de vidas, perda de bens e eventualmente colheitas) a jusante.

Assim ao reduzir a vazão de restrição haverá ganhos durante as cheias, mas haverá também redução de energia firme pela redução do volume útil disponível para regularização de vazões de estiagem.

Esta vazão pode ser considerada como um dos instrumentos utilizados para minimização do impacto a jusante de cheias por meio da alocação de volumes de espera nos reservatórios, porém sujeitos a riscos em função do caráter aleatório das cheias e da limitação do volume de espera.

Para essa finalidade, define-se a vazão de restrição e o grau de proteção a ser adotado em cada local de restrição (denominado ponto de controle), cada qual com critérios próprios, para a definição da vazão de restrição possivelmente em cumprimento a dispositivos legais ou critérios econômicos. Porém vale sempre ressaltar que a garantia da vazão de restrição está sujeita a incertezas estatísticas expressas pelo tempo de retorno associado à proteção almejada. A partir dessas considerações resulta o valor do volume de espera a ser alocado e, em consequência, o volume útil disponível para a regularização da geração da energia.

2.5 TEMPO DE RETORNO

Como foi mencionado, o tempo de retorno ou de recorrência é o valor esperado do intervalo de tempo entre eventos (falhas) consecutivos. Para eventos independentes e quando expresso em anos é igual ao inverso da probabilidade que tal evento ocorra em um ano qualquer. Para a demonstração dessa propriedade ver por exemplo CHOW et al. (1986). Assim considerando que o evento seja caracterizado por $X \geq x_T$ (exemplo: vazão igual ou maior que um valor x_T), é dado pela seguinte equação:

$$T_r = \frac{1}{1 - F_X(x_T)} \quad (1)$$

onde $F_X(x_T) = \text{Prob}(X \leq x_T)$ é a função acumulada de probabilidade da distribuição dos máximos anuais.

Importante lembrar que o tempo de retorno é um conceito estatístico e o intervalo real entre falhas sendo uma variável aleatória (com valor esperado dado por T_r) pode ser muito diferente do tempo de retorno. Por exemplo duas cheias com $T_r.C=60$ anos podem ocorrer em anos consecutivos, como por exemplo ocorreu no rio Itajaí em 1983 e 1984 (FRANK, 2003).

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seguir apresenta-se a revisão bibliográfica procurando abordar os diversos métodos utilizados na definição do volume de espera nos reservatórios, da energia garantida de usinas hidrelétricas e da compatibilidade desses dois objetivos.

3.1 AVALIAÇÃO DA ENERGIA GARANTIDA

Segundo PÉRICO (2014) o conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água das cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da sequência hidrológica mais crítica registrada no histórico.

A vazão firme (*firm yield*) era definida como a máxima vazão defluente que poderia ser mantida na repetição da sequência de vazões históricas mediante o uso de toda a reserva de água do reservatório. RIPPL em 1883 (citado por GOMIDE, 1986) propôs um método gráfico para calcular a mínima capacidade que deveria ter um reservatório para garantir o atendimento dessa demanda constante. De maneira inversa, este mesmo diagrama permitia responder à pergunta: qual a vazão firme associada a uma determinada capacidade de armazenamento.

O método proposto por Rippl utilizava a chamada curva de massa (somatório das afluições x tempo) ou a curva diferencial de massa (usando o desvio das vazões em relação à média). Para uma descrição detalhada do método de Rippl ver PINTO et al. (1976).

Este conceito de suprimento firme posteriormente foi levado ao setor elétrico e aplicado ao dimensionamento dos reservatórios de usinas hidrelétricas. Essencialmente, para cada alternativa de capacidade do reservatório, usando o método de Rippl obtinha-se a vazão firme que era multiplicado pela queda líquida e uma constante para obter a energia firme. Esta representava a geração contínua máxima

que a usina poderia produzir ao longo do registro histórico das afluições com a utilização plena do reservatório sem incorrer em déficits de atendimento. O período que precedia a partir do armazenamento máximo o esvaziamento total do reservatório era denominado de período crítico.

O conceito de energia firme foi a seguir estendido para um conjunto de usinas, com o objetivo de garantir a máxima produção de energia do sistema constante no tempo admitindo-se, entretanto, flutuações de produção de cada usina em particular. Para tanto, agregavam-se as usinas e os respectivos reservatórios em uma única usina e um único reservatório equivalente através do chamado método da energia natural, descrito mais adiante. A partir da década de 1960 por indicação de CANAMBRA (1969), o conceito de energia firme e o método da energia natural foram amplamente utilizados no planejamento da expansão de um sistema hidrelétrico ou hidrotérmico com predomínio hidrelétrico.

O princípio subjacente ao uso da energia firme para o planejamento era a ideia que um sistema que seria bem sucedido no passado também o seria no futuro. Entretanto, várias críticas ao uso da série histórica (e.g. risco desconhecido e variável conforme extensão do período histórico) levaram, a partir da década de 1980, a um critério de dimensionamento probabilístico (KELMAN, 1987). Em razão do fato de as afluições ao serem variáveis aleatórias, estas deveriam ser tratadas explicitamente como tais usando conceitos e métodos da hidrologia estocástica.

Ao invés de garantir o atendimento no caso da ocorrência da pior sequência de afluições baixas registradas no histórico, passou-se a calcular a energia garantida, definida como a máxima produção que pode ser mantida com uma dada confiabilidade expressa através de uma probabilidade explícita (por exemplo, 95%). Ao definir uma probabilidade de sucesso de 95% para o sistema em um ano qualquer (na verdade uma probabilidade condicionada a sucessos anteriores) ter-se-á uma falha do sistema (déficit) em média a cada 20 anos.

A análise probabilística fornece uma probabilidade de sucesso ou falha explícita, porém esta probabilidade está vinculada a um modelo do processo estocástico das sequências de afluições (modelo probabilístico) que precisa ser definido *a priori*.

Obviamente os resultados dependem da escolha do modelo adequado. Além do possível erro de especificação (isto é, uma escolha inadequada do modelo probabilístico) existe ainda o erro associado à estimativa dos parâmetros do modelo a partir da série histórica, e no caso do método de Monte Carlo o erro amostral da probabilidade de falha que depende do número de realizações do processo estocástico utilizado na análise.

O erro amostral se reflete tanto na estimativa dos parâmetros do modelo probabilístico (extensão finita da série histórica) como também na estimativa da probabilidade de sucesso via frequência relativa dos resultados da simulação com séries sintéticas (KELMAN, 1987).

Sendo “ α ” a probabilidade de falha, o erro padrão de seu estimador, $\hat{\alpha} = \frac{n(\text{falhas})}{N}$, é dado por $\sigma = \sqrt{\frac{\alpha(1-\alpha)}{N}}$. No caso de $N = 1000$ e $\alpha = 0,05$, resulta $\sigma = 0,007$, ou um intervalo de confiança de $\pm 1,96 * 0,007 = 1,4\%$.

Uma forma de contornar a questão da definição do modelo e da estimativa de seus parâmetros, válida no caso da regularização sazonal (quando o período crítico está contido em um ano) é considerar as sequências anuais de afluições como realizações independentes do processo estocástico. Neste caso o erro amostral depende do número de realizações igual à extensão do período histórico. No caso de 50 anos resulta um intervalo de confiança de 4,3%.

É o método usado em muitos países de clima frio onde a maioria dos reservatórios proporciona uma regularização apenas intraanual e ao final do período de degelo os reservatórios estão sempre cheios.

3.1.1 Método da Energia Natural

A avaliação do desempenho de um sistema gerador de energia elétrica pode ser determinado simulando-se matematicamente a operação do sistema ao longo de um dado período, usando uma série temporal de afluições às usinas e reservatórios, e

regras de operação definidas “a priori”. Essa simulação é realizada a partir de modelos matemáticos cujas variáveis reproduzem as grandezas físicas envolvidas e cujas equações expressam as relações entre as mesmas.

As regras operativas dos reservatórios podem ser otimizadas por tentativa e erro ou em alguns casos (poucos reservatórios) por programação dinâmica estocástica (FORTUNATO et al, 1990; SILVA, 2001).

Obviamente dada à complexidade de um sistema elétrico real, todos os modelos matemáticos implicam em simplificações da realidade física e o grau dessas simplificações é que distingue entre si os diversos modelos. Uma dessas simplificações consiste em substituir o sistema gerador de N usinas hidrelétricas interligadas por uma única usina equivalente com aflúências de energia e um único reservatório de energia.

Essa simplificação proposta originalmente pela CANAMBRA (1969) é conhecida como método da energia natural (*Natural Energy Hydrograph*), ou também como método do sistema equivalente (MIYAMOTO e VENTURA FILHO, 1982).

O modelo de simulação pelo método da energia natural apresenta um enfoque bastante simplificado para a simulação de um sistema hidrelétrico, entretanto conduz a excelentes resultados globais, principalmente se as usinas que compõem o sistema são dotadas de boa regularização a montante, ou se forem totalmente desprovidas de regularização. FILL (1980) e GOMIDE (1986) mostram que os erros decorrentes das simplificações do método da energia natural são aceitáveis perante outras incertezas no planejamento (e.g. erros na estimativa das vazões, volumes reais dos reservatórios, usos múltiplos da água).

Além da demanda e das regras operativas, duas componentes básicas entram na simulação de um sistema hidrelétrico: vazões naturais e capacidade de regularização de reservatórios. Essas duas componentes podem ser transformadas em unidades de energia e assim conduzir a uma regularização de energia (FILL, 1980).

As vazões naturais dos rios podem para cada usina ser convertidas em energia não regularizada, ou “energia natural” multiplicando-se essas vazões pela queda líquida média, pelo rendimento das máquinas, e pela aceleração da gravidade.

Somando-se as energias naturais das várias usinas, obtém-se a energia natural do sistema, resultando:

$$EN(t) = \sum_{i=U} (K_i) Q_i(t) \quad (2)$$

onde:

$EN(t)$ = energia natural do sistema, em MWmed (MWmês/mês);

g = aceleração da gravidade ($9,81 \text{ ms}^{-2}$)

\bar{H}_i = queda líquida média da usina “i”, em m;

$Q_i(t)$ = vazão natural da usina “i”, em m^3s^{-1} ;

η_i = rendimento médio do conjunto gerador da usina “i”;

U = conjunto das usinas do sistema.

O termo entre parênteses é denominado produtividade da usina e denotado por K_i , expresso em $\text{MW}/\text{m}^3\text{s}^{-1}$.

Os volumes úteis dos reservatórios também podem ser expressos em termos de energia, calculando-se a geração possível com a água armazenada através de todas as usinas a jusante. A soma dessa capacidade energética de todos os reservatórios constitui o armazenamento (reservatório de energia) total, que pode ser usado para regularizar a energia natural do sistema, para atender a uma dada demanda de energia (FILL, 1980).

Sendo a produtividade K_i da usina “i” dada por:

$$K_i = \frac{g\bar{H}_i\eta_i}{1000} \quad (3)$$

A capacidade máxima do reservatório de energia equivalente A_{max} em MWmês é obtida através da equação (4).

$$A_{max} = \sum_{j \in R} \frac{V_j}{2,628} \left(\sum_{i \in J} K_i \right) \quad (4)$$

onde:

A_{max} = capacidade máxima do reservatório de energia equivalente, em MWmês;

K_i = produtividade da usina “i”, MW/m³s-1;

V_j = volume útil do reservatório “j”, em 10⁶ m³;

J = conjunto de usinas à jusante do reservatório j.

R = conjunto de reservatórios do sistema.

A análise do sistema torna-se então análoga ao estudo de regularização de um único reservatório e uma única usina hidrelétrica. É assumida a integração elétrica total entre todas as usinas do sistema, sem limitações e geralmente as simulações são feitas na escala mensal, de modo que a energia natural corresponda a uma potência média mensal. No caso da série de afluências utilizada na simulação ser a própria série histórica a demanda máxima que o sistema (equivalente) pode suprir sem déficit é denominada de energia firme (EF) do sistema.

A simulação para obtenção da energia firme (EF) associada ao sistema com armazenamento A_{max} é dada através da aplicação do seguinte algoritmo:

Arbitra EF < Energia Média

$A(0) = A_{max}$

Para $t=1, 2, \dots$,

$$A(t) = \min \left\{ \begin{array}{l} A_{max} \\ A(t-1) + EN(t) - EF \end{array} \right. \quad (5)$$

Variar EF até que $\min A(t) = 0$

O período que corresponde ao intervalo entre $A(t) = 0$ e o tempo anterior com $A(t) = A_{\max}$ é denominado período crítico (PC), ou seja, é o tempo em que ocorre o esvaziamento total do reservatório equivalente.

Para a aplicação do método da energia natural, algumas hipóteses simplificadoras devem ser adotadas (FILL, 1980; CANAMBRA, 1969).

a) Para converter vazão em energia natural, uma queda média deve ser escolhida em cada usina que pode diferir da queda real a cada mês. Para usinas com reservatórios o nível de montante depende da função do reservatório do sistema, das afluições naturais e da posição da usina no diagrama de carga do sistema. O nível de jusante varia com a vazão defluente e o nível do reservatório a jusante. Geralmente se assume a queda média como aquela correspondente ao reservatório com 50% do volume útil e para o nível de jusante uma vazão defluente igual a 110% da vazão média. O erro resultante dessa simplificação afeta pouco o resultado que é o valor da energia firme do sistema.

b) As vazões naturais devem ser corrigidas pela evaporação líquida dos reservatórios. A evaporação líquida é definida como a diferença entre a evaporação da superfície líquida do reservatório e a evapotranspiração real da área inundada. Isso não cria maiores problemas, podendo a evaporação líquida ser avaliada como função da área do reservatório e ser subtraída das afluições naturais, embora se deva considerar uma área média para o reservatório (usando o mesmo critério da queda média). CEHPAR (1979) mostra em detalhe como esta correção pode ser estimada convenientemente.

c) Está implícito no método que toda energia natural e armazenada é usável, isto é, enquanto aquela for menor que a carga ou esta for menor que o armazenamento máximo não haverá vertimentos. Essa condição é difícil de verificar-se plenamente, mas está próxima da realidade durante épocas de estiagem em sistemas bem regularizados e hidrológicamente homogêneos. O vertimento das usinas a fio d'água, e sem regularização a montante, não coloca problemas, podendo ser eliminado das energias naturais, limitando-se (trucando) essas à produção máxima da usina.

d) Na simulação da operação do sistema, a energia natural em cada período é comparada com a carga, para decidir se o reservatório de energia será deplecionado ou enchido. A distribuição do armazenamento entre os diferentes reservatórios do sistema (prioridades) e restrições à sua operação (vazões mínimas, curvas de controle) são ignoradas. Admite o método que a operação do sistema é suficientemente flexível para utilizar de alguma forma o armazenamento disponível na geração de energia. Eventuais perdas de água dos reservatórios por limitações locais ou erros de operação podem ser considerados de forma aproximada por um chamado “rendimento operacional” das unidades geradoras.

e) Uma restrição evidente para o enchimento dos reservatórios são as vazões naturais nos locais onde não existam reservatórios. Se houver um excesso de energia natural no trecho à jusante do reservatório, ela não pode ser adicionada à armazenagem. Entretanto essa limitação pode ser levada em conta separando a energia natural a montante dos reservatórios (energia controlável) e a energia natural incremental afluente aos aproveitamentos (energia não controlável ou a fio de água).

Pode-se dizer, entretanto, que apesar dessas hipóteses simplificadores bastante fortes o método da energia natural conduz a resultados bastante satisfatórios, principalmente no estudo de alternativas, desde que o sistema esteja voltado primordialmente à produção de energia elétrica e onde os diversos aproveitamentos não estejam sujeitos a um conjunto complexo de restrições e regras de operação tal como ocorre em desenvolvimentos de propósitos múltiplos. FILL (1980) mostrou que as diferenças em relação a modelos de simulação individualizados raramente ultrapassam aos 5%.

Comporta ainda o método de energia natural a simulação da operação de usinas térmicas, quer seja em regime complementar (usando curvas-guia) ou na base (onde se soma uma constante ao sistema hidrelétrico). No caso do regime complementar compara-se o armazenamento em cada instante ao valor da curva guia; se for superior a esta a térmica é desligada ou gerando o mínimo, caso contrário será operada na sua capacidade máxima.

A definição da curva guia no caso da simulação sobre o período histórico é obtida a partir da curva de depleção (armazenamento v.s. tempo) durante o período crítico (CANAMBRA, 1969; FORTUNATO, 1990). No caso do método probabilístico (Monte Carlo) a curva guia pode ser obtida por programação dinâmica estocástica (FORTUNATO, 1990; SILVA, 2001).

Vale a pena ressaltar que esse método permite um cálculo rápido, inclusive manual, de sistemas hidrelétricos de complexidade razoável. Além disso, dispensa a definição de regras operativas individuais para depleção e enchimento de reservatórios cuja definição constitui um problema complexo de otimização estocástica. Pode-se ainda, embora com certas aproximações, determinar as contribuições energéticas individuais de cada usina, bastando para isso, uma vez conhecido o período crítico, somar as energias naturais dessa usina, ao longo deste período acrescentar a armazenagem a montante computando apenas a queda da usina considerada, e dividir pelo número de meses do período crítico (FORTUNATO, 1990). Outra forma de repartir a energia firme do sistema entre as usinas é ponderar as energias naturais por um índice de custo (custo marginal de operação do sistema) que depende do nível dos reservatórios (NEIRA, 2005).

Ainda cabe mencionar que o método da energia natural permite utilizar a teoria estocástica dos reservatórios para um sistema hidrelétrico de múltiplas usinas conforme descrito por GOMIDE (1986), dispensando neste caso a geração de séries e as simulações Monte Carlo.

3.2 METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA A DEFINIÇÃO DOS VOLUMES DE ESPERA NA OPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS

A operação de um reservatório de uma usina hidrelétrica procura a cada tempo preservar o balanço hídrico, isto é, suprimindo a diferença entre vazão turbinada e vazão afluente, deplecionando o reservatório se aquela é maior e reenchendo o reservatório caso contrário, porém sempre respeitando o armazenamento máximo do reservatório conforme equações (6):

$$V(t) = V(t - 1) + Q(t) - G; \quad \text{Sujeito a } 0 \leq V(t) \leq V_{\max} \quad (6)$$

Onde: $Q(t)$ é a vazão defluente no tempo t , G vazão afluente no tempo t e $V(t)$ volume acumulado no tempo t .

Entretanto, durante a época chuvosa, é usual manter vazio parte do volume útil para o controle de cheias com objetivo de absorver uma eventual onda de cheia. Neste caso o reservatório beneficia o vale a jusante, tornando as inundações menos frequentes. Em outras situações serve para minimizar o efeito do remanso sobre regiões localizadas a montante do reservatório. Há ainda geralmente uma outra parcela de volume disponível acima do nível máximo normal com o objetivo de amortecer a cheia do projeto do vertedouro para a segurança da barragem.

Atualmente, diferentes métodos que definem volumes de espera em reservatórios com múltiplos usos são utilizados, com o objetivo de minimizar os conflitos entre os diferentes usos da água.

De acordo com Operador Nacional do Sistema (ONS,2007) no Brasil os principais usos dos reservatórios de grande porte são a geração de energia e o controle de cheias; para tal duas metodologias são utilizadas para a definição dos volumes de espera nos reservatórios a saber:

- 1) O método de curva volume – duração (BEARD, 1963)
- 2) O método das trajetórias críticas (KELMAN, 1987)

Segundo MINE (1998), diversas dificuldades de ordem práticas tem sido encontradas na implementação do método de curva volume–duração, sendo talvez a principal delas, consequência das variações que, ocasionalmente fazem com que a curva volume-duração não seja côncava.

Uma outra dificuldade na aplicação do método diz respeito ao fato de que o mesmo informa somente um único volume de espera para toda estação chuvosa, não considera a variação do potencial da cheia com o decorrer da estação, permanecendo constante durante todo o período chuvoso. Essa solução não é eficiente a medida que

existe conflito de interesses. Em regiões com sazonalidade bem definida, o risco para o qual o volume de espera foi dimensionado, só se verifica no início da estação chuvosa e vai diminuindo conforme o período úmido se aproxima do seu final. Logo a alocação desse volume constante superdimensiona a proteção desejada para o controle de cheias e penaliza a geração de energia para a estação seca que se segue (MINE, 1998).

Visando superar os problemas apresentados acima, Kelman, (1983) propôs o método das trajetórias críticas, representando uma significativa evolução, dado que o método resolve simultaneamente o problema de determinação e alocação de volume de espera, permitindo determinar para cada dia da estação chuvosa o volume de espera para uma probabilidade de emergência previamente determinada. O método utiliza um algoritmo recursivo sobre as vazões naturais médias diárias, a partir do ultimo dia da estação chuvosa do local a ser estudado (MINE, 1998).

Segundo BRAVO et al. (2001) uma abordagem alternativa foi apresentada por Bravo (2006) e Bravo et al. (2006) baseada numa técnica de parametrização, simulação e otimização. Nessa abordagem, uma curva-guia para controle de cheias (relação entre o nível da água necessário para garantir um determinado volume de espera e a época do ano) foi otimizada com base em simulações da operação do reservatório. Embora essas metodologias tenham o objetivo de minimizar os conflitos entre os usos da água do reservatório, a operação resultante pode ser menos eficiente quando ocorrem eventos diferentes aos implicitamente considerados como de “projeto” na adoção do volume de espera. A perda de eficiência pode ser consequência de dois motivos:

- 1) vertimentos desnecessários com objetivo de manutenção do volume de espera previamente definido, no caso do evento ocorrido ser menor que os de projeto;
- 2) da ocorrência de um evento maior que os de projeto, quando existirão quebras de algumas das restrições do controle de cheias.

A consideração de uma nova variável, neste caso a previsão de vazão afluente ao reservatório, permitiria definir certo grau de flexibilidade aos volumes de espera representando benefícios na operação do reservatório. A incorporação dessa variável

na operação do reservatório permite, no primeiro caso acima, diminuir os volumes de espera evitando vertimentos desnecessários. No segundo caso, cria um volume de espera adicional para reduzir as intensidades das quebras de restrição.

Embora a previsão de vazão afluente a reservatórios se apresenta como uma ferramenta para conciliar os conflitos na operação de reservatórios com usos múltiplos, os benefícios da previsão dependem da eficiência dos modelos de previsão e da forma em que a informação da previsão é apresentada e usada pelo modelo de simulação da operação (YAO e GEORGAKAKOS, 2001).

Uma das preocupações recentes do setor elétrico é aumentar a garantia de reservatórios cheios no início da estação seca para garantir o atendimento da demanda e energia neste período. Entretanto uma das regras para o controle de cheias é respeitar os volumes de espera sempre que não estiverem a ocorrer cheias (ONS, 2007b). RAUPP (2008) apresentou três propostas metodológicas com objetivo de aumentar a chance de iniciar a época seca com reservatórios utilizados também para o controle de cheias plenamente cheio que são:

1 – Forma de cálculo mais eficiente das trajetórias críticas que consiste na alteração do cálculo das trajetórias críticas de forma que os volumes referentes a recessão do volume de espera da trajetória crítica de cada Cenário sintético sejam desconsiderados.

2 - Uso de previsão de afluências no cálculo das trajetórias críticas. Esta proposta altera o cálculo das trajetórias críticas com base no uso da previsão de afluências (RAUPP, 2008 ; RAUPP et al, 2008).

3 – Uso de informações hidrológicas dos meses já transcorridos para alteração dos volumes de espera nos meses finais da estação chuvosa com o objetivo de utilizar informações hidrológicas dos meses já transcorridos da estação chuvosa em curso para inferir sobre o comportamento das cheias nos próximos meses (RAUPP, 2008).

Segundo MINE (1998), os métodos acima apresentados estão fundamentados em uma abordagem estatística e são empregados com maior eficiência em

reservatórios situados em regiões com sazonalidade definida, onde o ano hidrológico inicia em outubro, início do período chuvoso.

MINE, (1998) apresentou um método que explora a integração entre a modelagem hidrológica para a previsão de vazões afluentes a reservatórios, com modelos de simulação da operação, que auxiliam na tomada de decisões, de tal forma a constituir um sistema capaz de prever deterministicamente os volumes de espera em tempo real a serem alocados para o controle de cheias. Esta abordagem em relação ao método de trajetórias críticas, é particularmente importante para reservatórios situados em regimes hidrológicos erráticos, onde a sazonalidade não é definida e a alocação de um volume grande para o controle de cheias pode prejudicar desnecessariamente a geração de energia, ou em caso contrário, pode por em risco a segurança do empreendimento.

3.3 ESTIMATIVA DA ENERGIA GARANTIDA

A estimativa da energia garantida foi objeto de várias pesquisas e dispõe-se de duas abordagens essencialmente distintas para este fim: i) simulação Monte Carlo com séries sintéticas de aflúências e ii) Teoria estocástica de reservatórios.

3.3.1 Método de Monte Carlo

Para a avaliação da energia garantida, este trabalho utiliza simulações de Monte Carlo com séries sintéticas de vazões médias mensais. Apresenta-se primeiramente um modelo simplificado utilizado para converter vazões em energia considerando a queda média e desconsiderando a sazonalidade do regime de cheias; a seguir um refinamento levando em conta a variação da queda no tempo e a sazonalidade das cheias.

O método de Monte Carlo constitui-se em um procedimento bastante geral para avaliar as probabilidades de ocorrência de eventos onde o tratamento analítico é difícil ou impossível pelos métodos tradicionais da estatística.

A base do método de Monte Carlo constitui a geração de números aleatórios, a simulação do processo físico formulado matematicamente e a contagem dos resultados. A frequência relativa dos eventos é usada como estimador da distribuição de probabilidade.

A aplicação do método de Monte Carlo a problemas hidrológicos e em particular a avaliação da vazão regularizada ou energia garantida (no caso de usinas hidrelétricas) teve origem no processo que Sudler usou para estimar o volume de um reservatório de regularização estatisticamente (Gomide, 1986).

O método de Sudler consiste em escrever as vazões do histórico em cartas de um baralho e retirar aleatoriamente tantas cartas fossem necessárias para compor o horizonte de planejamento.

Com o advento dos computadores eletrônicos, dado o fato destes permitirem o processamento de um grande número de operações, este método tornou-se de uso frequente no tratamento de uma grande variedade de problemas.

O método de Monte Carlo consiste inicialmente na geração de números aleatórios (que representam as variáveis de interesse) e posterior simulação da operação do sistema, contando-se os resultados dessa simulação.

No caso brasileiro o método de Monte Carlo tem sido extensivamente utilizado no planejamento da expansão e operação do sistema elétrico brasileiro desde a década de 1980.

3.3.2 Teoria Estocástica Dos Reservatórios

Outra forma de se avaliar a energia garantida é com base na teoria estocástica dos reservatórios.

A teoria estocástica dos reservatórios consiste basicamente em estabelecer uma distribuição de probabilidade condicionada para os diferentes estados do reservatório, a partir da distribuição de probabilidade da chamada afluência líquida (vazão afluente menos a vazão regularizada).

Para um entendimento mais aprofundado da teoria estocástica dos reservatórios e a sua evolução histórica, GOMIDE (1986) sugere uma série de trabalhos como fonte de pesquisa bibliográfica, ele destaca nesse contexto RIPPL (1883), HAZEN (1914), SUDLER (1927), HURST (1951), MORAN (1954), YEVJEVICH (1965), LLOYD (1974) E PEGRAM et al. (1980). Além disso, GOMIDE (1986) constitui-se uma ótima publicação em português sobre o assunto incluindo a sua aplicação no planejamento da expansão de sistemas hidrelétricos.

Segundo GOMIDE (1986), na teoria estocástica dos reservatórios são identificáveis três linhas de pesquisa, descritas na sequência:

a) “Análise de Amplitudes”, iniciada por Hurst e Feller em 1951 e consideravelmente desenvolvida por Yevjevich (1965) na Colorado State University. Essa linha consiste no estudo das propriedades estocásticas das somas parciais de variáveis aleatórias com ênfase na chamada amplitude ajustada e suas aplicações aos estudos de regularização de reservatórios (GOMIDE, 1975).

b) “Análise de Estados”, também conhecida como “Análise de Moran”, foi iniciada pelo próprio Moran (1954) e extensivamente estudada nas décadas seguintes. Ela consiste na obtenção da distribuição de probabilidades de vários estados de um reservatório baseada na matriz de transição de uma cadeia de Markov. Merecem destaque as contribuições a esta linha de pesquisa LLOYD (1963) e LLOYD e ODOOM (1964).

c) “Análise de Déficits”, a qual GOMIDE (1986) chamou de “teoria do déficit” concilia as duas linhas de pesquisa citadas anteriormente. GOMIDE (1975) mostrou que a distribuição da “amplitude de somas parciais de variáveis aleatórias” pode ser obtida a partir da Análise de Moran na situação em que as fronteiras (estados cheio e vazio do reservatório) são absorventes. Na análise de estados as duas fronteiras são

reflexivas e na análise de déficits têm-se uma fronteira absorvente (vazio) e uma reflexiva (cheio).

d) Na análise de déficits, GOMIDE (1975) considera a propriedade mais importante das somas parciais de variáveis aleatórias o chamado máximo déficit acumulado, uma vez que esta é a propriedade avaliada por praticantes de hidrologia a partir da técnica da curva de massa (método de Rippl), utilizando-a para dimensionar reservatórios.

GOMIDE (1986) e PERICO (2014) apresentam uma discussão bastante detalhada dos métodos baseados na teoria estocástica dos reservatórios para o caso de sistemas hidrelétricos.

4 MÉTODOS DE ANÁLISE.

Em seguida é apresentada a área do estudo assim como a metodologia utilizada para alcançar os objetivos do presente estudo.

4.1 ÁREA DO ESTUDO

MAPA DA ÁREA DO ESTUDO

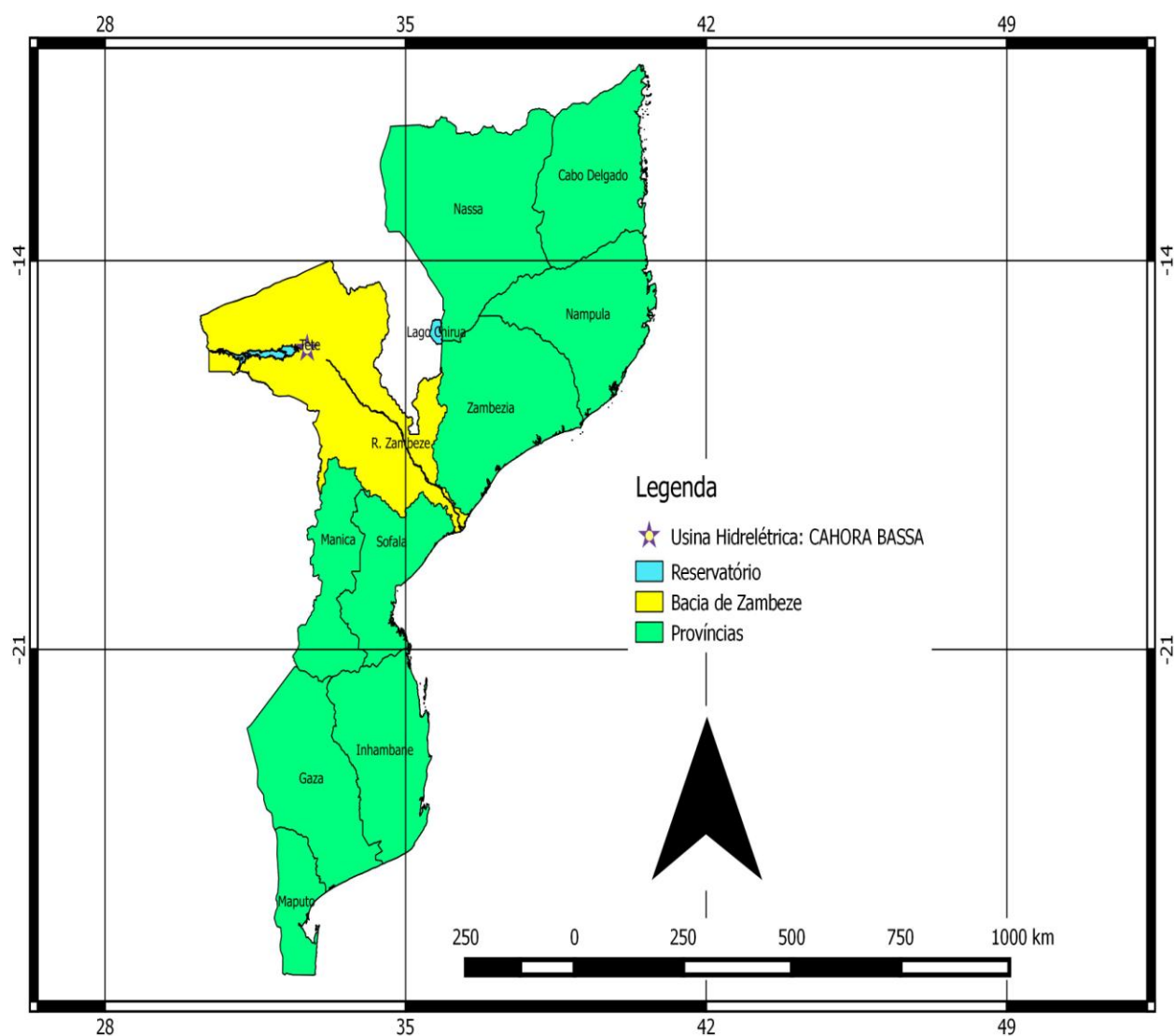


FIGURA 3– LOCALIZAÇÃO DA BARRAGEM DE CAHORA BASSA NA PROVÍNCIA DE TETE EM MOÇAMBIQUE

FONTE: O AUTOR 2014

Moçambique localiza-se na costa leste da África Austral entre 10° 27' e 26° 57' de Latitudes Sul e 30° 12' e 40° 51' de Longitude Este. O país estende-se por uma superfície de 799.380 km². Os principais rios em extensão são: Zambeze (820 km) com uma área de 1.390.000 km², Rovuma (650 km), Lúrio (605 km), Messalo (530 km), Licungo (336 km), Save (330 km) com uma área de 106 420 km², Púngue (322 km) com 31, 151 km² de área, Búzi (320km) com uma área de drenagem igual a 29.720 km², Maputo (150 km) (UNCCD, 2009).

A precipitação é mais abundante no Centro e Norte do país com valores variando entre 800 a 1200 mm por ano. O Sul do país é geralmente seco mais no interior do que na costa onde a precipitação anual atinge cerca de 800 mm e diminui até cerca de 300 mm no Distrito de Pafuri na província de Gaza. As temperaturas médias do ar, em geral, variam entre 25°C e 27°C no verão e 20°C e 23°C no inverno (UNCCD, 2009).

4.2 A BACIA DO RIO ZAMBEZE

O rio Zambeze é o principal rio de Moçambique, sendo o quarto maior da África em extensão, possuindo o maior caudal entre os rios africanos que desaguam no oceano Índico. A sua bacia ocupa uma área de 1.390.000 km². Nasce nas montanhas de Kalene, cerca de 1.500 m de altitude, na fronteira entre a República do Congo e Zâmbia. O mesmo se dirige para Angola, depois para sul e leste ao longo das fronteiras de Namíbia e Botswana, Zâmbia e Zimbabwe. Finalmente passa por Moçambique, desaguando no Oceano Índico, totalizando um percurso de aproximadamente 2.700 km (JESSEN e SILVA, 2008).

A vazão média de longo período no local de Cahora Bassa equivale aproximadamente a 2150 m³s⁻¹ correspondendo a uma contribuição específica de 2,05 ls⁻¹km⁻² e um deflúvio anual de cerca de 65 mm.ano⁻¹.

As vazões do rio Zambeze em Cahora Bassa apresentam uma sazonalidade marcante com um período úmido de vazões acima da média (2150 m³s⁻¹) de Janeiro a

Abril e vazões inferiores a 80% da média (período seco) de Julho a Novembro. Maio Junho e Dezembro são meses de transição. O coeficiente de variação também apresenta uma flutuação sazonal com valores muito altos no período úmido. A tabela 3 mostra a sazonalidade das vazões em Cahora Bassa.

TABELA 3 - SAZONALIDADE DE VAZÕES EM CAHORA BASSA

Estatísticas	Estação de cheias						Estação de estiagem					
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Des
Média (m^3s^{-1})	2700	3542	3283	2926	2114	1938	1729	1444	1342	1387	1501	1870
Des. Padrão (m^3s^{-1})	1409	2404	2525	2639	1496	1242	909	634	584	583	899	885
C. variação	0,52	0,68	0,77	0,90	0,70	0,69	0,52	0,44	0,44	0,42	0,60	0,47
C. Assimetria	1,126	1,187	1,638	2,162	1,371	1,458	1,43	1,89	0,55	0,3	2,21	1,48

FONTE: O AUTOR (2014)

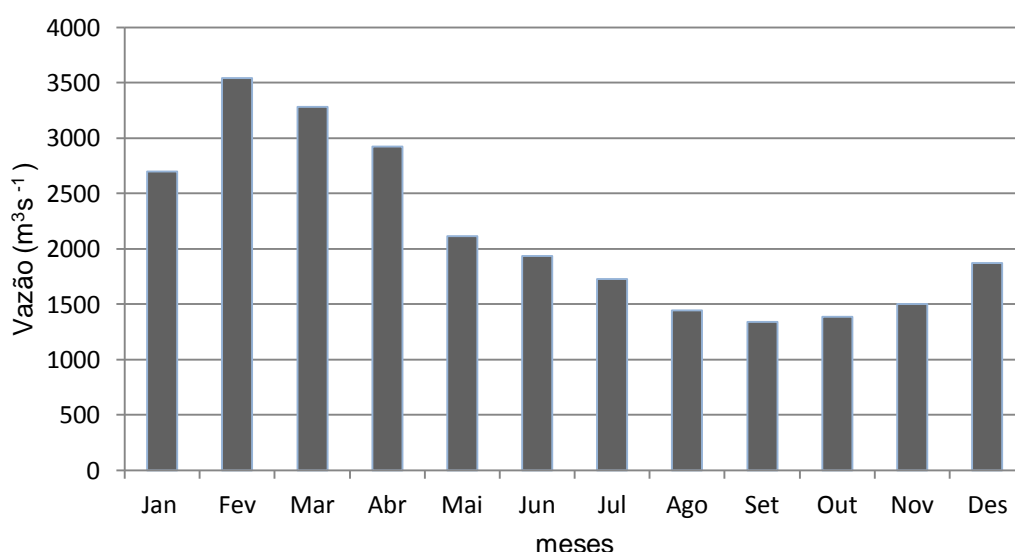


FIGURA 4 – VAZÕES MÉDIAS MENSAIS DE CAHORA BASSA (1955-2012)

FONTE: O AUTOR (2014)

4.2.1 Clima

Ao norte da bacia, a precipitação média anual é da ordem dos 1.100 mm a 1.400 mm, que decresce a medida que se caminha para sul, podendo atingir cerca de metade

deste valor a sudoeste. A precipitação ocorre durante 4 a 6 meses do ano, deriva sobretudo do movimento do ITCZ (Zona de Convergência Intertropical), sobre a bacia. A época de maior precipitação em toda a bacia compreende habitualmente os meses de Dezembro a Março. A taxa de evaporação é alta (1600 a 2300 mm) e por esta via ocorre muita perda de água em extensas regiões planas inundadas e pântanos, especialmente a sudoeste da bacia (JESSEN e SILVA, 2008).

4.2.2 Alto Zambeze

A bacia do Alto Zambeze estende-se por uma área de 507.200 km² e compreende toda a rede hidrográfica de Angola, Zâmbia, Namíbia e Botswana até Victoria Falls. A precipitação média anual (PMA) nesta sub-bacia é da ordem de 1.000 mm, que gera um escoamento médio anual (EMA) da ordem de 88 mm. A precipitação varia entre 600 mm no Sul, no território de Botswana e da Namíbia, e 1.300 mm no Norte, em território Angolano. O pico máximo de cheia em Cahora Bassa para um período de retorno de 10.000 anos (Q_{10000}) estimado com base em métodos empíricos é de 17.300 m³s⁻¹ (UTIP, 1999).

4.2.3 Médio Zambeze

A bacia do Médio Zambeze estende-se por uma área de 543.200 km² e compreende as sub-bacias de Kariba, a jusante de Victoria Falls, do Kafue e a usina de Cahora Bassa, que inclui a sub-bacia do Luangwa-Lusemfwa. A PMA é da ordem de 916 mm, que gera um EMA da ordem de 87 mm, em que a contribuição mais significativa para este escoamento é dada pela sub-bacia do Luangwa com um valor da ordem de 118 mm. A precipitação anual varia entre 600 mm, a sul do reservatório de Cahora Bassa e 1.300 mm no alto Kafue. O pico de máxima cheia Q_{10000} estimado em Cahora Bassa, como secção final desta bacia do Médio Zambeze, é da ordem de 30.000 m³s⁻¹. (UTIP, 1999).

4.2.4 Baixo Zambeze

O Baixo Zambeze é um trecho de 650 km, desde Cahora Bassa ao Oceano Índico, onde em quase toda a sua extensão o rio é navegável, embora seja pouco profundo em algumas regiões, sobretudo na estação seca. Aos poucos o rio entra num leito plano onde ocupa largas áreas, e mantém-se com este aspecto até desaguar no oceano Índico. Apenas na garganta de Lupata, a 350km da foz, o rio confina-se entre altas colinas. Tem como principais tributários os rios Luia, Revubué, Luenha e Chire (UTIP, 1999).

4.2.5 A Barragem de Cahora Bassa

Situa-se na província de Tete, sendo o primeiro grande empreendimento hidroenergético construído no território Moçambicano (Figure 3).

Seu reservatório possui uma capacidade máxima de armazenamento de $65 \times 10^9 \text{ m}^3$ e capacidade útil de $52 \times 10^9 \text{ m}^3$ (equivalente a 602.000 $\text{m}^3/\text{s.dia}$ ou 19800 $\text{m}^3/\text{s.mês}$).

Possui uma área de inundação de 2.900 km^2 , com 270 km de comprimento e 30 km de largura máxima. A evaporação média anual é da ordem de $4,3 \times 10^9 \text{ m}^3$ (correspondente a 1480 mm.ano^{-1}) (SILVA, 2007). A área de drenagem é de aproximadamente 1050000 km^2 .

A barragem está provida de sistemas de segurança e exploração constituídos por oito descarregadores de meio fundo, com capacidade total de evacuação de 12.800 m^3s^{-1} e um descarregador de superfície automático, com capacidade máxima de descarga de 600 m^3s^{-1} . Possui cinco grupos geradores com engolimento de 455 m^3s^{-1} cada um para uma queda bruta média de 103,5 m. Totalizando assim a capacidade máxima de evacuação do sistema em 15.675 m^3s^{-1} , quando todas as cinco turbinas estiverem em operação (SILVA, 2007).

4.3 MÉTODOS

4.3.1 Análise de Frequência de Cheias

Para a estimação da vazão máxima da bacia do rio Zambeze em Cahora Bassa foram utilizadas séries naturais de vazões diárias obtidas na estação hidrométrica E-320 pertencente à Direção Nacional de Águas (DNA), que se localiza na província de Tete nas coordenadas 16°09' Sul, e 33°35' Este e na altitude de 118 m. O período de observação disponível foi de 58 anos (janeiro de 1955 a dezembro de 2012).

A partir da série histórica de vazões foram obtidas as vazões máximas anuais. Foi selecionada a distribuição que ofereceu o melhor ajuste e para verificar a aderência dos dados de vazão máximas às distribuições em estudo foi utilizado o teste de Kolmogorov-Smirnov ao nível de 5% de significancia. Os parâmetros foram estimados utilizando o método dos Momentos L e o Método dos Momentos. Foi também calculada a probabilidade de ocorrência da variável em análise e assim, foram estimadas as vazões máximas anuais associadas a diferentes períodos de retorno.

Para o preenchimento de falhas da série histórica de vazões, foi utilizada a regressão e interpolação linear descritas por ELETROBRÁS (1985).

A presença de “outliers”, referentes aos anos de 1963 e 1969 foi presumivelmente devido a influência da barragem de Kariba localizada a montante da Barragem de Cahora Bassa. Apesar disso, esses valores foram considerados nas análises realizadas no presente estudo.

4.3.2 Função de Distribuição de Probabilidade

Para NAGHETTINI e PINTO (2007) uma função teórica de probabilidade é aquela que faz uma ponte entre a distribuição empírica (dados observados ordenados) e a distribuição populacional (desconhecida) que permite a extrapolação das

frequências dos valores observados para valores com probabilidades de excedência especificadas.

As funções teóricas de distribuições mais usadas para modelos hidrológicos aplicadas para análise de eventos extremos (como para a vazão máxima) são: Gumbel, Log-Pearson Tipo III, Log-Normal, Exponencial e Generalizada de Valores Extremos (STEDINGER ,1993).

Para o presente trabalho foram utilizadas as distribuições Gumbel, Log-Pearson tipo III, Exponencial, Log-Normal e a generalizada de valores extremos (GEV).

A seguir são apresentadas as funções densidade de probabilidade das distribuições mencionadas (STEDINGER ,1993):

A função de densidade de probabilidade da distribuição Gumbel é:

$$f_X(x) = \frac{1}{\alpha} \exp \left[-\frac{x - \xi}{\alpha} - \exp \left(-\frac{x - \xi}{\alpha} \right) \right] \quad -\infty < x < \infty \quad (7)$$

Sendo ξ e α os parâmetros da distribuição.

A distribuição Log Normal apresenta a seguinte função de densidade de probabilidade:

$$f_X(x) = \frac{1}{(x)\sigma_Y\sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(x) - \mu_Y}{\sigma_Y} \right)^2 \right] \quad 0 \leq x < \infty \quad (8)$$

Sendo σ_Y e μ_Y os parâmetros da distribuição.

A função densidade de probabilidade da distribuição Exponencial é:

$$f_x(X) = \beta \exp[-\beta(x - \xi)] \quad x > \xi \quad (9)$$

onde ξ e β são os parâmetros da distribuição.

A distribuição Log Person III tem como função de densidade de probabilidade a seguinte equação:

$$f_x(X) = |\beta| \{\beta[\ln(x) - \xi]\}^{\alpha-1} \frac{\exp\{-\beta[\ln(x) - \xi]\}}{x\Gamma(\alpha)} \quad x \geq \xi \quad (10)$$

onde $\alpha, \xi,$ e β são parâmetros e Γ é a função Gama dada por:

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx \quad (11)$$

A função de densidade de probabilidade da distribuição GEV é:

$$f_x(X) = \frac{1}{\alpha} \left[1 - k \left(\frac{x - \xi}{\alpha} \right) \right]^{\frac{1}{k-1}} \exp \left\{ - \left[1 - k \left(\frac{x - \xi}{\alpha} \right) \right] \right\}^{\frac{1}{k}} \quad (12)$$

onde k, α e ξ são parâmetros da distribuição e $k \neq 0$.

4.4 TESTES DE ADERÊNCIA

Segundo NAGHETTINI e PINTO (2007), os testes estatísticos são procedimentos de inferência estatística úteis para analisar características de uma população, da qual se conhece apenas uma amostra de observações. Tais testes envolvem a formulação de uma hipótese básica a ser testada (hipótese nula) que consiste em uma afirmação sobre alguma característica populacional da distribuição da variável aleatória de interesse. A decisão sobre a hipótese nula ser ou não considerada verdadeira é tomada com base nos valores de uma estatística de teste calculada a partir dos dados da amostra.

Todo teste estatístico está sujeita a dois tipos de erros: (1) o erro do tipo I que é rejeitar a hipótese nula apesar dela ser verdadeira. A probabilidade deste erro é denotada por α e pode ser especificada ao definir o valor crítico da estatística do teste. Em geral o valor de α é pequeno (≤ 0.05) que significa que a hipótese nula é suposição preferencial, só sendo rejeitada se houver evidência muito forte. O complemento $1-\alpha$ é denominado de nível de significância do teste. (2) o erro tipo II, que é aceitar a hipótese nula embora seja falsa e cuja probabilidade é denotada por β . O seu complemento $1 - \beta$ é o poder do teste e não pode ser especificado, ele depende da natureza do teste. Testes mais poderosos (β pequeno) são evidentemente preferíveis.

A fim de verificar se uma distribuição teórica de probabilidade se ajusta de forma correta ou não aos dados amostrais, comparam-se as frequências amostrais com as frequências teóricas esperadas pelo modelo probabilístico que se está julgando válido para descrever os dados observados (NAGHETTINI e PINTO, 2007).

Em geral para a aprovação ou não da distribuição, a diferença da frequência teórica com a frequência empírica deve ser menor que um valor crítico encontrado em tabelas próprias de cada teste de acordo com o nível de significância usado, sendo que quanto mais próximo de zero este valor, o modelo representa de forma mais precisa os dados amostrais. Desta forma, todos os testes de aderência testam a hipótese de determinada amostra pertencer ou não a uma determinada distribuição teórica.

Os testes de hipótese podem ser paramétricos e não paramétricos. Os testes paramétricos são aqueles que os dados da amostra são extraídos de uma distribuição, supostamente conhecida e os testes não paramétricos são aqueles que não precisam de especificação prévia da distribuição da população da qual foram extraídos os dados amostrais.

Os testes paramétricos normalmente são mais rigorosos e grande parte destes testes requer que a distribuição da variável aleatória, seja a distribuição normal. Exemplos de testes paramétricos aplicados a populações normais são o teste t de Student e o teste F de Snedecor (NAGHETTINI e PINTO, 2007).

4.4.1 Teste de Kolmogorov-Smirnov

O teste de aderência de Kolmogorov-Smirnov (KS) é um teste não paramétrico, cuja estatística tem como base a diferença entre as funções de probabilidade acumuladas, empíricas e teóricas, de variáveis aleatórias contínuas. O teste não é aplicável a variáveis aleatórias discretas.

Considere-se que X representa uma variável aleatória contínua, de cuja população se extraiu da amostra $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$. A hipótese nula a ser testada é $H_0: P(X < x) = F_x(x)$ sendo $P_r(X < x)$ a probabilidade de X ser inferior a x e $F_x(x)$ é uma função de distribuição acumulada arbitraria. $F_x(x)$ é suposta completamente conhecida, ou seja, seus parâmetros não são estimados a partir da amostra.

Para implementar o teste de KS, os elementos da amostra $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ são classificados em ordem crescente, de modo a constituir uma sequência $\{x_{(1)} \leq x_{(2)} \leq \dots \leq x_{(m)} \leq \dots \leq x_{(N)}\}$ na qual $1 \leq m \leq N$ denota a ordem de classificação. Para cada elemento $X_{(m)}$, a distribuição empírica $\hat{F}_X(m)$ é calculada pela proporção de valores amostrais que não excedem $x_{(m)}$, ou seja,

$$F_X(x_m) = m/N \quad (13)$$

Em seguida, calculam-se as probabilidades teóricas $F_X(x_m)$ dos valores da amostra. A estatística do teste de KS é dada por:

$$D_N = \max |\hat{F}_X(x_m) - F_X(x_m)| \quad 1 \leq m \leq N \quad (14)$$

Se H_0 é verdadeiro e quando N tende para ∞ , a estatística D_N irá tender a zero. Por outro lado, se N é um valor finito, a estatística de D_N deverá ser proporcional a $\frac{1}{\sqrt{N}}$ e, portanto, a quantidade $D_N\sqrt{N}$ não irá tender a zero, mesmo para valores muito elevados de N . Smirnov em 1948 determinou a distribuição limite da variável aleatório $D_N\sqrt{N}$, a qual, sob a veracidade da hipótese nula, é expressa segundo (NAGHETTINI e PINTO, 2007):

$$\lim_{N \rightarrow \infty} P(D_N\sqrt{N} \leq z) = \frac{\sqrt{2\pi}}{z} \sum_{k=1}^{\infty} \exp \left[-\frac{(2k-1)^2\pi^2}{8z^2} \right] \quad (15)$$

Para amostras de tamanho superior a 40, os valores críticos da estatística de teste D_N são $1.3581/\sqrt{N}$, para $\alpha=0.05$ e $1.6276/\sqrt{N}$, para $\alpha=0.01$. Para $N < 40$ NAGHETTINI e PINTO (2007) apresentam tabelas para valores críticos.

4.4.2 Teste de Filliben

O teste de aderência de Filliben foi introduzido por FILLIBEN (1975) como um teste de verificação da hipótese nula de normalidade. Posteriormente, este teste foi adaptado, para contemplar como hipótese nula diversas outras distribuições de probabilidades.

Dada uma amostra $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$, de uma variável aleatória X , e posta a hipótese nula de que a amostra foi extraída de uma população cuja distribuição de probabilidades é $F_X(x)$, a estatística do teste de aderência de Filliben é construída com base no coeficiente de correlação linear r , entre as observações ordenadas em modo crescente $\{x_{(1)}, x_{(2)} \dots x_{(N)}\}$ e os quantis teóricos correspondentes $\{w_{(1)}, w_{(2)}, \dots w_{(i)} \dots w_{(N)}\}$ e $r = \frac{\sum (w_i - \bar{w})(x_{(i)} - \bar{x})}{\sqrt{\sum (w_i - \bar{w})^2 \sum (x_i - \bar{x})^2}}$. com $w_{(i)} = F^{-1}(q_i)$ sendo q_i a posição de plotagem dos valores amostrais x_i .

Geralmente se utiliza a posição de plotagem de Weibull $q_i = \frac{i}{n+1}$; mas para algumas distribuições particulares outras expressões conduzem a quantis $w_{(i)}$ não tendenciosos. Exemplo são as fórmulas de Blom para distribuição normal $(i - 0,375)/(n + 0,25)$ e de Gringorten para a distribuição de Gumbel $(i - 0,44)/(n + 0,12)$.

A ideia essencial do teste de aderência de Filliben é que a eventual existência de uma forte associação linear entre X_i, W_i , é um indicador de que as observações podem, de fato, ter sido extraídas de uma população cuja distribuição de probabilidades é $F_X(x)$. Portanto, a hipótese nula $H_0: r = 1$ deve ser testada contra a hipótese alternativa $H_1: r < 1$, tratando-se de um teste unilateral.

Nesse caso, a região de rejeição de H_0 , a um nível de significância α , é formada pelos valores de r inferiores ao valor crítico r^{crit} dado pela distribuição de probabilidades da estatística de teste. Assim, se $r < r^{\text{crit}}$ a hipótese nula H_0 deve ser rejeitada em favor de H_1 . NAGHETTINI e PINTO (2007); FILLIBEN (1975); VOGEL (1987) e STEDINGER et al., (1993) apresentam tabelas com valores críticos de r para varias distribuições.

4.4.3 Teste Qui Quadrado

O teste Qui Quadrado é o mais antigo e tradicional para a verificação da aderência dos dados amostrais a uma distribuição de probabilidade específica. Seu fundamento está na comparação entre o número real de observações e o número

teórico esperado de observações, dentro de um intervalo de classe. O número esperado de observações é calculado pelo produto da probabilidade teórica da variável $F_x(\bar{x}) - F_x(\underline{x})$ (onde \bar{x} e \underline{x} são os limites do intervalo de classe) pelo número total de observações (ELSEBAIE, 2011).

Este teste é muito sensível nas caudas da distribuição e uma simples alteração do número ou largura dos intervalos de classe pode alterar os resultados do teste (BACK, 2001).

Recomenda-se combinar os intervalos de classe de forma que o número esperado em cada classe nunca seja inferior a cinco (5), ou dividir os intervalos de forma que o número esperado de observações seja igual em qualquer intervalo de classe (REIS, BEIJO, e LISKA, 2010).

Segundo HAAN (1977) a estatística deste teste dada por χ^2 pode ser calculada por:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (16)$$

onde: O_i é a frequência observada, E_i a frequência esperada no intervalo de classe i e k é o número de classes.

A estatística deste teste sob a validade da hipótese nula segue uma distribuição com $k - m - 1$ graus de liberdade, sendo m o número de parâmetros populacionais estimados a partir da amostra.

Para a aplicação do teste é necessário: ordenar os valores em ordem crescente, determinar o maior e o menor do valor do conjunto de dados e calcular a amplitude entre o maior e o menor valor dos dados.

Em seguida divide-se a amplitude total em um número de intervalos de classe que tenha a mesma amplitude e contem pelo menos cinco valores esperados e calcula

se a estatística do teste χ^2 pela equação (16). Compara-se então a estatística de teste com valores tabelados da distribuição χ^2 e se $\chi^2 > \chi^2_{\text{crit}}$ rejeita-se a hipótese nula.

4.5 MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS

Para modelar as cheias os parâmetros das distribuições precisam ser estimados. Para o presente estudo no caso das distribuições de Gumbel, GEV, e Exponencial utilizou-se o método dos momentos-L. Para as distribuições Log Normal e Log Person III usou-se o método dos momentos tradicional (MoM). Estes foram os métodos usados na análise de frequência de cheias.

Para a geração de séries sintéticas e para os estudos energéticos foi utilizado uma distribuição LN3 com parâmetros estimados pelo método da máxima verossimilhança (MLE).

4.5.1 Método dos Momentos L (MML)

GREENWOOD et al. (1979) introduziram os momentos ponderados por probabilidades (PWMs), os quais são definidos pela seguinte expressão geral:

$$M_{p,r,s} = E[X^p [F_X(X)]^r [1 - F_X(X)]^s] = \int_0^1 [x(F)]^p F^r (1 - F)^s dF \quad (17)$$

onde $F(X)$ denota a função de distribuição acumulada, $x(F)$ a função de quantis, e p, r, s representam números inteiros.

Quando r e s são nulos e p é um número inteiro não negativo, os PWMs $M_{p,0,0}$ são iguais aos momentos convencionais μ_p de ordem p , em relação a origem. Em

particular, os PWMs $M_{1,0,s}$ e $M_{1,r,0}$ são os de utilização mais frequente na caracterização de distribuições de probabilidades e são especificados por:

$$a) M_{1,0,s} = \alpha_s = \int_0^1 x(F)(1-F)^s dF \quad b) M_{1,r,0} = \beta_r = \int_0^1 x(F)F^r dF \quad (18)$$

HOSKING (1986) demonstrou que α_s e β_r , como funções lineares de x , possuem a generalidade suficiente para a estimação dos parâmetros de distribuições de probabilidades, além de estarem menos sujeitos a flutuações amostrais do que os correspondentes momentos convencionais e, portanto, serem mais robustos.

Na prática, os momentos PWMs mais usados são os $\hat{\beta}_r$ de modo que na sequência só estes serão discutidos. Para uma amostra $X_{(1)} \leq X_{(2)} \dots \dots \dots \leq X_{(N)}$, ordenada de modo crescente, as estimativas não tendenciosas de β_r podem ser calculadas pela seguinte expressão (FILL, 2000):

$$b_r = \left[n \binom{n-1}{r} \right]^{-1} \sum_{j=r+1}^n \left(\frac{j-1}{r} \right) x_j \quad (19)$$

Os PWMs, β_r , embora possíveis de serem usados na estimação de parâmetros, não são de fácil interpretação como descritores das distribuições de probabilidades.

Tendo em vista tal fato, HOSKING (1990) introduziu o conceito de momento L, os quais são grandezas diretamente interpretáveis como descritores de posição, escala e forma das distribuições de probabilidade. Os momentos-L de ordem r denotados por λ_r são definidos em função dos valores esperados de estatísticas de ordem de amostras de tamanho conveniente.

Seja $X_{k,n}$ a k-ésima menor observação de uma amostra de n elementos $X_{1,n} \leq X_{2,n} \leq \dots \leq X_{n,n}$

Então os momentos-L são definidos como:

$$\lambda_1 = E(X_{1,1}) \quad (20)$$

$$\lambda_2 = \frac{1}{2}E(X_{2,2} - X_{1,2}) \quad (21)$$

$$\lambda_3 = \frac{1}{3}E(X_{3,3} - 2X_{2,3} + X_{1,3}) \quad (22)$$

$$\lambda_4 = \frac{1}{4}E(X_{4,4} - X_{3,4} + 3X_{2,4} - X_{1,4}) \quad (23)$$

Mostra se (HOSKING E WALLIS, 1997) que $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$, e λ_4 contém informações sobre a locação, dispersão, assimetria e curtose da distribuição de probabilidade. Mostra ainda que os momentos L de ordem r, denotados por λ_r , são combinações lineares dos PWMs, β_r , através da expressão:

$$\begin{aligned} \lambda_r &= \sum_{k=0}^{r-1} P_{r-1,k} \beta_k ; P_{r-1,k} = \sum (-1)^{r-k-1} \binom{r-1}{k} \binom{r+k-1}{k} \\ &= \sum \frac{(-1)^{r-k-1} (r+k-1)!}{k! (r-k-1)!} \end{aligned} \quad (24)$$

A aplicação da equação (24) acima para os momentos L, de ordem até 4, resulta em:

$$\lambda_1 = \beta_0 \quad ; \quad \lambda_2 = 2\beta_1 - \beta_0 \quad (25)$$

$$\lambda_3 = 6\beta_2 - 6\beta_1 + \beta_0 \quad (26)$$

$$\lambda_4 = 20\beta_3 - 30\beta_2 + 12\beta_1 - \beta_0 \quad (27)$$

Os momentos-L amostrais são denotados por l_r e são calculados pela substituição de β_r nas equações acima pelos seus estimadores b_r .

O momento-L λ_1 é equivalente à média e, portanto, uma medida de posição. Para ordens superiores a um, os quocientes dos momentos-L são particularmente úteis na descrição de escala e forma das distribuições de probabilidades. Como medida equivalente ao coeficiente da variação convencional, define-se o coeficiente τ , (coeficiente de variação L) por:

$$\tau = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} \quad (28)$$

O qual pode ser interpretado como uma medida de dispersão ou de escala. Analogamente aos coeficientes de assimetria e curtose convencionais, podem ser definidos os coeficientes de assimetria L e curtose L.

$$\tau_3 = \frac{\lambda_3}{\lambda_2} \quad ; \quad \tau_4 = \frac{\lambda_4}{\lambda_2} \quad (29)$$

Os momentos-L como função dos parâmetros das principais distribuições são apresentados por Stedinger et al (1993) e Hosking e Wallis (1992,1997). O método dos

momentos-L então consiste em igualar os momentos-L populacionais aos seus estimadores e resolver as equações resultantes para os parâmetros.

4.5.2 Método dos Momentos

Este método, frequentemente usado pela sua simplicidade consiste em igualar os momentos amostrais com os momentos da distribuição teórica que são função dos parâmetros. Utilizam se neste caso os k primeiros momentos sendo k o número de parâmetros da distribuição.

Os momentos amostrais são definidos como sendo os estimadores não tendenciosos dos momentos populacionais e valem:

$$m_1 = \sum \frac{x_i}{n} = \bar{x} \quad (30)$$

$$m_2 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n - 1} = S^2 \quad C_v = \frac{S}{\bar{x}} \quad (31)$$

$$m_3 = \frac{n \sum (x_i - \bar{x})^3}{(n - 1)(n - 2)} \quad C_s = \frac{m_3}{S^3} \quad (32)$$

Exemplificando no caso da distribuição lognormal de três parâmetros (LN3) as equações que devem ser resolvidas para estimativa dos parâmetros μ, σ, ξ são:

$$\exp\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right) + \xi = \bar{x} \quad (33)$$

$$[\exp(2\mu + \sigma^2)](\exp\sigma^2 - 1) = S^2 \quad (34)$$

$$\frac{\exp(3\sigma^2 - 3\exp(\sigma^2) + 2)}{(\exp\sigma^2 - 1)^{\frac{3}{2}}} = C_s \quad (35)$$

4.5.3 Método da Máxima Verossimilhança

Segundo NAGHETTINI E PINTO (2007), este método consiste basicamente em maximizar uma função dos parâmetros da distribuição, conhecida como função de verossimilhança maximizando a função resulta um sistema de equações, cujas soluções produzem os estimadores de máxima verossimilhança.

Considere-se y_1, y_2, \dots, y_N as observações constituintes de uma amostra aleatória retirada de uma população com função densidade $f_Y(y, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k)$ de k parâmetros. A função densidade conjunta da amostra aleatória constituída por Y_1, Y_2, \dots, Y_N , no ponto $[y_1, y_2, \dots]$ é dada por $f_{y_1, y_2, \dots, y_N}(y_1, y_2, \dots, y_N) = f_Y(y_1)f_Y(y_2) \dots \dots, f_Y(y_N)$.

Essa densidade conjunta é proporcional à probabilidade de que a amostra aleatória tenha sido extraída da população definida por $f_Y(y, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k)$, sendo conhecida por função de verossimilhança. Portanto, em termos formais, a função de verossimilhança é dada por:

$$L(\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k) = \prod_{i=1}^N f_Y(y_i, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k) \quad (36)$$

Essa é uma função dos k parâmetros θ_j exclusivamente. Os valores θ_j^* que maximizam essa função são também as que maximizam a probabilidade de que aquela amostra específica, constituída por $y_1, y_2, y_3, \dots \dots y_N$, tenha sido sorteada da população, definida pela densidade prescrita. A busca da condição de máximo para a função de verossimilhança resulta no sistema de k equações e k incógnitas:

$$\frac{\partial L(\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k)}{\partial \theta_j} = 0 ; j = 1, 2, \dots, k \quad (37)$$

As soluções deste sistema de equações são os estimadores $\hat{\theta}_j$ de máxima verossimilhança. É frequente o emprego da função logarítmica de máxima verossimilhança $\ln[L(\theta)]$, em substituição à função de verossimilhança propriamente dita, pois simplifica a equação (37) ao substituir o produtório π por um somatório Σ , facilitando o cálculo da derivada. Caso uma ou mais equações do sistema (37) não tenha solução, o máximo ocorre em um e a maximização de L implica em usar o maior ou o menor valor de y_i . O procedimento pode ser exemplificado para o caso da distribuição exponencial:

$$\begin{aligned} f(x) &= \alpha \exp [-\alpha(x - \xi)] \\ L(\theta) &= \alpha^n \prod \exp [-\alpha(x_i - \xi)] \\ \ln[L(\theta)] &= n \ln \alpha + \sum [-\alpha(x_i - \xi)] \\ \frac{\partial(\ln L)}{\partial \alpha} &= \frac{n}{\alpha} - \sum (x_i - \xi) = 0 \rightarrow \frac{1}{\alpha} = \frac{\sum x_i}{n} - \xi \\ \frac{\partial(\ln L)}{\partial \xi} &= n\alpha = 0 \rightarrow \text{Incompatível} \end{aligned} \quad (38)$$

O valor de ξ que maximiza $\ln L$ e ao mesmo tempo garanta que $f(x) < \infty$ será o menor x_i da amostra.

4.6 ESTUDOS ENERGÉTICOS

A avaliação da capacidade energética de um sistema hidrelétrico é um dado fundamental para orientar o planejamento da expansão deste sistema.

O método utilizado para tal até meados dos anos 1980 foi a simulação da operação do sistema com base na série histórica de afluições obtendo-se a energia firme. (FILL e PÉRICO, 2013).

A energia firme é definida como sendo a máxima demanda contínua que pode ser atendida na repetição das afluições históricas com o uso da totalidade da energia armazenada nos reservatórios (CANAMBRA, 1969).

Apartir de 1985 este método foi substituído por um critério probabilístico com a simulação de séries sintéticas através do método de Monte Carlo, obtendo-se a energia garantida que é a máxima demanda contínua que pode ser atendida com uma dada probabilidade de sucesso.

Isso resultou do fato da energia firme histórica para o efeito de planejamento da capacidade do sistema ter recebido a partir de 1975 várias críticas entre os quais:

(i) como sempre é possível a ocorrência de estiagens mais severas que no passado, a capacidade energética de um sistema deveria ser formulada em termos de uma probabilidade de sucesso sobre o futuro.

(ii) Embora exista uma probabilidade de falha implícita na energia firme esta é desconhecida e pode variar em função da extensão do período de observações.

(iii) Para otimizar economicamente a operação e expansão do sistema é necessário a explicitação da probabilidade de falha.

Essas críticas têm ensejado o uso da chamada energia garantida no planejamento do setor elétrico brasileiro.

4.6.1 Determinação da Energia Garantida

Neste estudo a energia garantida foi obtida por simulação de séries sintéticas e foi determinada para várias hipóteses de volume de espera para contenção de cheias.

A aplicação do método de simulação foi baseada em uma rotina em Matlab utilizando o algoritmo abaixo:

$$V_{max} = V_{util} - V_{esp}$$

para $S=1,2,...,M$

(39)

$$A_0 = A_{max} = V_{max} * K / 2,628$$

Para $t=1, 2,...,N$

(40)

$$E_t = K * Q_t$$

$$A_t = MIN \left\{ \begin{array}{l} (A_{(t-1)} + E_t - D) \\ A_{max} \end{array} \right.$$
(41)

$$\text{Variar } D \text{ até que } \min(A_t) \approx 0$$
(42)

Então: $EF(S) = D$

Classifica-se $EF(s)$ em ordem crescente $EF(1) \leq EF(2) \leq \dots \leq EF(M)$

Para a confiabilidade p $EG_p = EF(1 - \frac{S}{M})$

Sendo:

V_{util}	Volume útil ($m^3 s^{-1} \text{mês}$)
V_{esp}	Volume de espera ($m^3 s^{-1} \text{mês}$)
A_{max}	Armazenamento máximo (MW. mês);
A_0	Armazenamento inicial no período (MW. mês);
EF	Energia firme (MW. médio);
D	Demanda (MW médio);
K	Produtividade média da usina $MW/m^3 s^{-1}$
A_t	Armazenamento no final do mês t ;
E_t	Energia afluyente no mês t .
EG_p	Energia garantida com confiabilidade p

s índice de série (s= 1,2,.....M)

t índice do tempo (t=1,2,.....N)

As energias e o armazenamento são obtidos a partir das vazões multiplicando estas pela produtividade da usina dada por:

$$K = \frac{9.81 * \bar{H} * \eta}{1000} \quad (43)$$

onde:

\bar{H} – queda média da usina

η - rendimento do conjunto turbina - gerador

O procedimento acima descrito é conhecido como método de Monte Carlo. Para que as séries sintéticas sejam válidas, é necessário definir duas características fundamentais , ambas estimadas a partir da série histórica:

- (I) A distribuição marginal de probabilidade das afluências e
- (II) A estrutura de dependência temporal das mesmas.

4.6.2 Distribuição Marginal de Probabilidades

Diversas distribuições de probabilidade para vazões médias anuais têm sido sugeridas na literatura, sem que nenhuma possa ser indicada para aplicação generalizada. MARKOVIC (1965) fez um estudo com 446 séries de vazões e precipitações anuais, comparando as diversas distribuições com base na qualidade de ajuste, avaliada pelo teste do Qui-Quadrado. Sua conclusão foi de que “todas as

distribuições são aplicáveis e nenhuma tem ajuste melhor do que outra em relação à distribuição empírica de precipitação anual ou vazão anual”.

Segundo KELMAN (1987) as distribuições de probabilidades mais utilizadas por hidrólogos na geração de séries sintéticas são a Normal (N), Log-Normal de dois parâmetros (LN2), Log Normal de três parâmetros (LN3) e a Gama de três parâmetros (G3).

A seguir são apresentadas as principais propriedades das funções de distribuição de probabilidade para estes casos segundo NAGHETTINI e PINTO (2007).

Distribuição Normal

$$f_x(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{x - \mu}{\sigma} \right)^2 \right] \text{ para } -\infty < x < \infty \quad (44)$$

Média: $E[X] = \mu$

Variância: $Var[X] = \sigma^2$

Coeficiente de Assimetria: $\gamma = 0$

Coeficiente de Curtose: $k = 3$

Distribuição Log- Normal de dois parâmetros

$$f_x(x) = \frac{1}{x\sigma_y\sqrt{2\pi}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left[\frac{\ln(x) - \mu_y}{\sigma_y} \right]^2 \right\} \text{ para } x > 0 \quad (45)$$

$$\text{Média } E[X] = \mu_x = \exp \left[\mu_y + \frac{\sigma_y^2}{2} \right] \quad (46)$$

$$\text{Variância} \quad \text{Var}[X] = \sigma_x^2 = \mu_x^2 [\exp(\sigma_y^2) - 1] \quad (47)$$

$$\text{Coeficiente de variação} \quad CV = \sqrt{\exp(\sigma_y^2) - 1} \quad (48)$$

$$\text{Coeficiente de assimetria } \gamma = 3CV_x + (CV_x)^3 = e^{3\sigma_y^2} - 3e^{2\sigma_y^2} + 6e^{\sigma_y^2} - 4 \quad (49)$$

$$k = 3 + (e^{\sigma_y^2} - 1)(e^{3\sigma_y^2} + 3e^{2\sigma_y^2} + 6e^{\sigma_y^2} + 6) = e^{4\sigma_y^2} + 2e^{3\sigma_y^2} + 3e^{2\sigma_y^2} - 3 \quad (50)$$

Nas expressões acima μ_y, σ_y são a média e o desvio padrão dos logaritmos das vazões ($y=\ln x$).

Distribuição Log-Normal três parâmetros

$$f_x(x) = \frac{1}{(x-\varepsilon)\sqrt{2\pi}\sigma_y} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(x-\varepsilon) - \mu_y}{\sigma_y} \right)^2 \right] \quad x > \varepsilon \quad (51)$$

$$\text{Média} \quad \mu_x = \varepsilon + \exp \left[\mu_y + \frac{\sigma_y^2}{2} \right] \quad (52)$$

$$\text{Variância} \quad \text{Var}(x) = \sigma_x^2 = [\exp(2\mu_y + \sigma_y^2)][\exp(\sigma_y^2) - 1]$$

$$\text{Coeficiente de assimetria} \quad \gamma = \frac{\exp(3\sigma_y^2) - 3\exp(\sigma_y^2) + 2}{[\exp(\sigma_y^2) - 1]^{\frac{3}{2}}} \quad (53)$$

Neste caso $y=\ln(x-\xi)$ e μ_y, σ_y a média e o desvio padrão correspondentes

Distribuição Gama

$$f_x(x) = \frac{(x/\theta)^{n-1} \exp(-x/\theta)}{\theta \Gamma(n)} \text{ para } x, \theta \text{ e } n > 0 \quad ; \quad (54)$$

Média	$E[X] = \mu_x = n\theta$	
Variância	$Var[X] = n\theta^2$	
Coeficiente de assimetria	$\gamma = \frac{2}{\sqrt{n\theta}}$	(55)
Coeficiente de curtose	$k = 3 + \frac{6}{n\theta}$	

4.6.3 Geração de Séries Sintéticas Anuais

Um dos fundamentos para explicar a variabilidade de sequências de variáveis hidrológicas é o conceito dos processos estocásticos. Esse conceito é que possibilita a geração de séries sintéticas de vazões ou precipitações tão úteis no tratamento estocástico das incertezas através do método de Monte Carlo.

Um processo estocástico pode ser definido como uma função do tempo (série temporal) associado a cada resultado de um experimento aleatório, ou seja a cada elemento do espaço amostral ξ associa-se uma função $f(t, \xi)$ (PAPOULIS, 1991). Essa função pode ser contínua ou discreta no tempo t e assim sendo o processo estocástico é denominado de domínio contínuo ou discreto.

No caso particular do domínio discreto o processo estocástico pode ser visto como um conjunto de variáveis aleatórias X_t indexadas no tempo. Se a função de distribuição conjunta dessas variáveis é invariante a um deslocamento no tempo o processo é dito estacionário $f[x(t)] = f[x(t - \tau)]$. Os processos estacionários apresentam média e variância constantes e covariância dependente apenas do deslocamento no tempo.

$$\mu(X_t) = \mu, \quad \sigma^2(X_t) = \sigma^2, \quad cov(X_t, X_{t+\tau}) = C(\tau) \quad (56)$$

Uma série temporal $X(t)$ para um resultado particular do espaço amostral ξ_0 é denominada de realização do processo estocástico.

Assim uma série histórica pode ser interpretada como apenas uma das possíveis realizações de um processo estocástico. Pode-se imaginar que a natureza “sorteou” a série histórica de um conjunto de séries temporais distintas e equiprováveis. Procura-se aproximar este comportamento gerando séries sintéticas a partir de um modelo do processo estocástico para obter cenários igualmente prováveis para o fenômeno em pauta (MANNICH et al., 2011). Esses cenários podem então ser usados para estimar a distribuição de probabilidade dos resultados decorrentes de alguma transformação dos elementos das séries.

Neste contexto, vários métodos de geração das séries sintéticas foram desenvolvidas, a partir de processos estocásticos particulares cujas propriedades estatísticas relevantes são estimadas a partir da série histórica .

Nesta dissertação utilizou-se o método de Monte Carlo para a determinação da energia garantida. Para tal foi necessário primeiro gerar séries sintéticas de vazões.

Devido à dificuldade que a maioria dos modelos de geração de vazões médias mensais apresenta para preservar a autocorrelação das vazões médias anuais, pela não estacionaridade das vazões médias mensais e para evitar o uso de modelos complexos com excesso de parâmetros, a geração das séries sintéticas foi feita gerando primeiro séries de vazões médias anuais e depois desagregando estas em vazões médias mensais.

Foram geradas 1000 séries sintéticas de vazões médias anuais com uma extensão de 50 anos cada.

Para a geração das séries sintéticas de vazões médias anuais foi utilizado a distribuição LN3 (log normal de três parâmetros) e um modelo auto-regressivo de 1º ordem AR (1).

A escolha da distribuição LN3 baseou-se nos estudos realizados por Klemes em 1978 citados por NEIRA (2005) e KELMAN (1987). Nestes estudos, foi analisado o comportamento do coeficiente de assimetria e de variação de 140 rios espalhados pelo mundo e verificado que a maior parte destes se adapta bem à distribuição LN3.

Para a geração de variáveis aleatórias normalmente distribuídas, foi utilizado o modelo apresentado por PRESS et al. (1989). Primeiramente, são gerados números aleatórios uniformemente distribuídos entre [0 e 1], e posterior usando o método de Box-Muller esses são transformados em variáveis aleatórias normais padrão e em seguida para variáveis LN3.

Considerando X_1 e X_2 variáveis aleatórias uniformemente distribuídas no intervalo [0,1] pode se transformar as variáveis aleatórias uniformes em normais padrão $Y \sim N(0,1)$ através das equações (PINTO et al., 1976)

$$(a) \quad Y_t = \sqrt{-2\ln X_1} \cos 2\pi X_2 \quad (b) \quad Y_{t+1} = \sqrt{-2\ln X_1} \sin 2\pi X_2 \quad (57)$$

Em seguida é usado o algoritmo de um processo markoviano para gerar uma sequência de variáveis normais padrão dependentes em série Z_t usando a equação (58) com $Z_0=0$;

$$Z_t = \rho Z_{t-1} + \sqrt{1 - \rho^2} Y_t \quad (58)$$

onde o parâmetro ρ é o coeficiente de autocorrelação dos logaritmos das vazões estimado por $\hat{\rho} = \sum_{t=1}^{n-1} u(t) * u(t-1)$

Sendo:

$$u(t) = [\ln(Q - \xi) - \mu_y] / \sigma_y \quad (59)$$

sendo: E_t igual a energia afluenta no mês t

Os parâmetros $\hat{\mu}_y$ e σ_y são estimados a partir da série histórica por:

$$\hat{\mu}_y = \frac{\sum_1^n \ln(E_i - \xi)}{n} \quad e \quad \hat{\sigma}_y^2 = \frac{\sum_1^n [\ln(E_i - \xi) - \mu_y]^2}{n} \quad (60)$$

com ξ o limite inferior da energia afluyente e que pode ser estimado por (STEDINGER et, al, 1993):

$$\hat{\xi} = \frac{E_{(i)}E_{(n)} - E_{média}^2}{E_{(1)} + E_{(n)} - 2E_{média}} \quad (61)$$

onde $E_{(i)}$ é o i-ésimo valor ordenado da energia natural média anual da série histórica;

$E_{média}$ é a mediana dos valores observados da vazão média anual;

n é o número de observações na série histórica.

As séries de variáveis normais Z_t geradas pela equação (58) podem ser transformadas em variáveis LN3 mediante a equação: $E_t = \xi + \exp(Z_t\sigma_y + \mu_y)$.

sendo E_t a energia afluyente sintética no ano t .

Mediante este algoritmo foram geradas 1.000 séries sintéticas de energias afluentes anuais cada uma com 50 anos de extensão.

4.6.4 Desagregação das Séries Anuais em Mensais

Segundo KELMAN (1987) os modelos de simulação e ou otimização empregados para o planejamento e a operação de sistemas de recursos hídricos utilizam usualmente séries de vazões com intervalo de discretização mensal. Ao

contrário do processo anual, vazões mensais não podem ser consideradas como originárias de um processo estacionário devido à sazonalidade. Além disso aparentemente possuem uma estrutura temporal mais complexa do que o processo AR(1). Uma forma de contornar estes problemas é a desagregação das vazões anuais, geradas por qualquer modelo, em vazões mensais. Um método original de desagregação foi proposto por VALENCIA E SHAAKE (1973) e modificado por MEJIA e ROUSSELL (1976).

Além desse método clássico outros métodos de desagregação foram propostos, como o método dos cenários hidrológicos e o método dos ruídos empíricos (KELMAN, 1987).

Neste trabalho foi utilizado o modelo de desagregação através de cenários hidrológicos, proposto por GROSZEWICZ et al. (1991). Este método simples de desagregação foi comparado por GROSZEWICZ et al. (1991) com outros métodos incluindo o método de Valência e Schaaque apresentando resultados equivalentes.

Foi calculada para cada ano da série histórica a razão entre as vazões naturais médias mensais e a média anual obtendo-se então 58 cenários de coeficientes de desagregação cada um constituído por um vetor com 12 elementos.

A partir da série sintética de vazões médias anuais geradas, sorteou-se para cada ano um desses cenários e obtiveram-se as vazões sintéticas mensais. Os coeficientes de desagregação estão apresentados no Apêndice 6.

Para a verificação da compatibilidade da vazão natural do 12º mês do ano i com o 1º mês do ano seguinte foi inicialmente determinado para a série histórica a razão entre o 1º mês do ano $i+1$ e o 12º mês do ano i . Em seguida verificou-se o valor máximo e o mínimo entre os 58 valores obtidos.

Para a série natural obtida por simulação foi comparado a razão entre 1º mês do ano $i+1$ e o 12º mês do ano i com os valores máximos e mínimos obtidos na série histórica e no caso de incompatibilidade um novo cenário foi sorteado. Este método foi também utilizado por NEIRA (2005) com excelentes resultados.

4.6.5 Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é um método voltado à obtenção de resultados estatísticos que se baseia na geração e simulação de variáveis aleatórias. O método é muito utilizado em várias áreas das ciências, sendo aplicado na resolução de problemas onde uma solução analítica não é viável devido à complexidade do problema.

De um modo geral, o método de Monte Carlo tem como objetivo chegar à uma resposta aproximada para a distribuição de probabilidade da transformação de variáveis aleatórias através de um grande número de simulações.

O Método de Monte Carlo pode ser utilizado para obter resultados probabilísticos usando amostras sintéticas, cujos elementos podem ser tratados como variáveis aleatórias. Uma das suas aplicações consiste no estudo do risco associado à operação de reservatórios, já que a série de vazões afluentes é considerada uma sequência de variáveis aleatórias com estrutura estocástica postulada a partir da série histórica.

Para o presente estudo, após a geração de séries sintéticas anuais e desagregação em mensais este método foi utilizado para a simulação da operação do reservatório considerando o balanço hídrico entre estados sucessivos (baseado no princípio de conservação de massa) com o objetivo de obter a energia ou vazão firme e consequentemente a curva de regularização.

Como o método de Monte Carlo se baseia em resultados amostrais (frequência relativa como aproximação da probabilidade) seus resultados serão sempre afetados por um erro amostral, embora este possa ser reduzido pelo aumento do número de simulações conforme discutido no item 3.1. Contudo o erro amostral devido ao processo de estimativa dos parâmetros e o erro do modelo devido à escolha da natureza do processo estocástico subjacente não podem ser reduzidos por um aumento no número de simulações. A precisão da estimativa dos parâmetros depende da extensão da série histórica e a natureza do processo estocástico constitui uma decisão bastante subjetiva. Contudo a validação comparando propriedades relevantes do processo

estocástico obtidas a partir das séries sintéticas com estas mesmas propriedades na série histórica pode proporcionar uma boa ideia da validade das hipóteses associadas.

4.6.6 Curva de Regularização

O problema da regularização de vazões por um reservatório ocorre frequentemente na engenharia hidrológica e possui grande interesse prático. A curva de regularização relaciona o volume útil de um reservatório com uma vazão ou energia garantida. Evidentemente existirá uma curva de regularização para cada tempo de recorrência. A curva de regularização é obtida igualando o chamado máximo déficit acumulado (uma variável aleatória) ao volume do reservatório. O máximo déficit acumulado para uma sequência de aflúências líquidas X_i é definida como (GOMIDE, 1975):

$$D_n = -\min[X_k + X_{k+1} \dots \dots X_m] \quad (62)$$

$$1 \leq k \leq m \leq N$$

Sendo

X_i a aflúência líquida dada pela diferença entre a vazão natural e a demanda.

Nem sempre o risco (tempo de retorno) é qualificado explicitamente, como por exemplo, quando a curva de regularização é obtida mediante a aplicação do chamado “método histórico” que fornece o máximo déficit acumulado na repetição do período histórico como volume necessário. Nesse método, fica implícita a expectativa de que a probabilidade de sucesso do projeto seja da ordem de grandeza de algo razoável, uma vez que se está projetando para o futuro o reservatório que teria sido bem sucedido caso existisse no passado. Evidentemente esse argumento só é válido no caso da estacionaridade da série histórica, hipótese normalmente aceita implicitamente embora possa não ser verdadeira. Embora amplamente utilizado por engenheiros no projeto de obras hidráulicas este método não é recomendado por GOMIDE (1986).

Um método prático de se calcular o máximo déficit acumulado é o chamado “*Sequent Peak Method*” que consiste no seguinte algoritmo (LOUCKS ET AL., 1981):

$$\begin{aligned}
 K_0 &= 0 \\
 D_n &= 0 \\
 \text{Para } t=1,2,\dots,n & \\
 K_t &= \max \begin{cases} K_{t-1} - X_t \\ 0 \end{cases} \\
 \text{Se } D_n < K_t : D_n &= K_t
 \end{aligned} \tag{63}$$

A utilização de uma curva de regularização, para um dado risco, e considerando como volume o volume máximo útil menos o volume de espera permite estimar qual a redução da vazão regularizada, para um reservatório mantido apenas parcialmente cheio (i.e. mantendo um espaço para o controle de cheias) e para um risco de falha constante.

4.6.7 Tempo de Retorno

A confiabilidade de um sistema hidrelétrico para uma dada demanda e para um horizonte de n anos é definida como a probabilidade de sucesso (i.e. o armazenamento mínimo positivo) sobre todo o horizonte.

Essa probabilidade evidentemente depende do horizonte n diminuindo com o aumento de n ($\lim_{n \rightarrow \infty} P_r(S_n) = 0$) (FILL, 2000 ; PÉRICO, 2014). É a chamada de “lei de Murphy” que diz que “se algo puder dar errado dará errado”. O complemento da confiabilidade é o risco de falha em n anos [$P_r(F_n) = 1 - P_r(S_n)$].

No presente trabalho, o risco foi quantificado através do conceito de tempo de recorrência ou de retorno (T_r), definido como o valor esperado do intervalo entre duas ocorrências consecutivas de déficit. O uso do tempo de retorno como indicador da qualidade do suprimento da energia (ou vazão) para um sistema estacionário tem a

vantagem de não depender da extensão do horizonte do planejamento. Pode-se provar (CHOW et al. 1988 ; FILL, 2000) que neste caso o tempo de retorno é dado pelo inverso do complemento da probabilidade condicionada de sucesso em um ano dado houve sucesso nos anos anteriores.

$$T_r = \frac{1}{[1 - P_r(s_t | S_{t-1})]} \quad (64)$$

onde:

s_t é sucesso no ano t e

S_{t-1} é sucesso nos $t - 1$ anos anteriores.

No presente trabalho são utilizados para cada caso estudado dois tempos de retorno distintos: (1) o tempo de retorno da cheia de projeto com o inverso da probabilidade de excedência (2) tempo de retorno associado à energia garantida dada pela equação 64.

O risco de falha do sistema em um horizonte de n anos pode ser obtido pela equação (65) que relaciona o tempo de retorno e o risco, em n anos.

$$R_n = 1 - \left(1 - \frac{1}{T_r}\right)^n \quad (65)$$

onde : R_n é o risco em n anos

Na equação 65 fica novamente evidente que se $n \rightarrow \infty$ $R_n \rightarrow 1$ e portanto para períodos longos a falha é quase certa.

4.6.8 Simulação de Cheias

Uma das finalidades dos reservatórios é acumular parte das águas afluentes nos períodos chuvosos, com o intuito de compensar as deficiências nos períodos de estiagens, atuando como regularizador das vazões naturais. O estudo de um reservatório de regularização exige o conhecimento de sua dimensão, vazões afluentes, demanda a ser suprida e perdas que possam vir a ocorrer.

Outra finalidade é reter parte do volume afluente durante uma cheia reduzindo as vazões à jusante e, liberando este volume após a passagem da onda de cheia, mantendo a vazão defluente sempre abaixo da vazão de restrição.

Para determinar a capacidade útil máxima de um reservatório para regularização e ao mesmo tempo controlar uma cheia de vários períodos de retorno (50, 100 e 1.000 anos), foi realizada uma simulação atendendo o princípio de conservação de massa, utilizando uma regra simples de operação visando o controle de cheias:

Para uma regra de operação simples para controlar cheias o algoritmo é o seguinte:

$$V(0) = V_{max} - V_{esp}$$

$$\text{Para } t=1,2,\dots,n$$

$$Q_D(t) = \begin{cases} Q_A(t) & \text{se } Q_A < Q_{res} \text{ e } V(t-1) < V_{max} \\ Q_{res} & \text{se } Q_A(t) > Q_{res} \text{ e } V(t-1) < 0,98 V_{max} \\ Q_A(t) & \text{se } V(t-1) > 0,98 V_{max} \end{cases} \quad (66)$$

$$V(t) = V(t-1) + Q_A(t) - Q_D(t) \quad (67)$$

onde $Q_D(t)$ é a vazão defluente no tempo t , $Q_A(t)$ vazão afluente no tempo t , $V(t)$ o volume acumulado no tempo t e V_{max} volume máximo do reservatório, V_{esp} o volume de espera, e Q_{res} é a vazão de restrição.

No caso da simulação ser feita com $\Delta t = 1 \text{ dia}$ os volumes devem ser expressos em $\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ dia}$. Os volumes em m^3 são relacionados às vazões pela constante de 86400 (número de segundos em um dia).

O hidrograma de projeto obtido pelo método da envoltória para cada tempo de retorno é utilizado como vazão afluente na simulação, para os períodos de retorno considerados. A condição liberar toda vazão afluente na simulação foi considerado para $V = 0,98 V_{max}$ e não seu volume máximo para levar em conta flutuações de vazões dentro do dia (vazão instantânea maior que vazão média) e evitar o galgamento da barragem.

5 RESULTADOS

A proposta desta dissertação é cotejar benefícios proporcionados por um reservatório para controle de cheias e para geração de energia.

Foi desenvolvido um estudo de caso para a barragem de Cahora Bassa baseado em energia garantida obtida utilizando o método de simulação de Monte Carlo.

5.1 ANÁLISE DE FREQUÊNCIA DE CHEIAS

5.1.1 Estatísticas Descritivas

Para a estimação da vazão máxima de diferentes períodos de retorno foi necessário primeiro encontrar distribuições de probabilidade que se ajustem à série histórica utilizada no presente estudo. A seguir as principais estatísticas obtidas para as vazões médias diárias para o período de 1955 a 2012.

TABELA 4 ESTATÍSTICA DESCRITIVA DAS VAZÕES MÁXIMAS DIÁRIAS

Média (m³/s)	6570
Desvio padrão	490
Coeficiente de variação	0,22
Coeficiente de assimetria	1,02

FONTE: O AUTOR (2014)

5.1.2 Estimação dos Parâmetros e Aderência dos Modelos

Para a verificação do melhor ajuste foi utilizado o teste de aderência Kolmogorov-Smirnov (KS). Foram ajustadas as distribuições: Gumbel, Log-Pearson tipo III, Exponencial de dois parâmetros, Log-Normal e a Generalizada de Valores Extremos (GEV), verificando-se qual a distribuição mais adequada.

Utilizando as observações da série histórica e os métodos Momentos-L (MML) e dos Momentos (MoM) para estimação dos parâmetros chegou-se aos resultados apresentados na tabela a seguir:

TABELA 5 DISTRIBUIÇÕES E A ESTATÍSTICA DE TESTE PARA O TESTE KS

Distribuições	Métodos	Dmax (teste KS)
Gumbel	MML	0,076
Log Person III	MoM	0,08
GEV	MML	0,077
Log Normal	MoM	0,11
Exponencial II	MML	0,12

FONTE: O AUTOR (2014)

Para $N=58$ que é o tamanho da amostra em análise resultou $D^{crit.}=0,178$. No caso da distribuição de Gumbel resultou em 0,076, Log-Person III 0,08; GEV 0,077; Log Normal 0,11 e por último a distribuição Exponencial de dois parâmetros obteve-se 0,12, portanto, comparando o valor do Dmax com o valor crítico, com um nível de significância de 95% conclui-se que nenhuma das distribuições pode ser rejeitada. Porém a distribuição de Gumbel obteve o melhor ajuste seguido pela distribuição GEV.

A ELETROBRÁS (1985) definiu um critério para seleção da distribuição de probabilidade no caso de estudos de cheias para usinas hidrelétricas baseado no conceito de robustez e tendo como critério de escolha o coeficiente de assimetria da amostra (C_s). Este critério estabelece que para $C_s < 1.5$ deve se preferir a distribuição de Gumbel e para $C_s \geq 1.5$ deve ser usada a distribuição exponencial de dois parâmetros.

De acordo com SILVA (2011) as distribuições de probabilidade Gumbel, Log Normal III, Log-Pearson III, e GEV são todas adequadas para estimação da vazão máxima para diferentes períodos de retorno.

Segundo MARTINS et al., (2011) as distribuições de probabilidade Gumbel, Log-Pearson III e GEV são adequadas para estimar a vazão máxima local para diferentes períodos de retorno.

Assim tanto o critério de melhor ajuste (KS) como também o critério da robustez da ELETROBRÁS sugerem no caso das cheias em Cahora Bassa a distribuição de Gumbel.

5.1.3 Estimação da Vazão Máxima

Apesar da distribuição de Gumbel ter apresentado o melhor ajuste e ter sido utilizada para a estimação da vazão máxima na Bacia do Zambeze, a Tabela 6 é apresenta a vazão máxima obtida para todas as distribuições analisadas e períodos de retorno de 2 a 10000 anos..

TABELA 6 – RESULTADOS DA VAZÃO MÁXIMA ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$) ESTIMADA PARA VÁRIOS Tr

Distribuição	Metodo	Periodo de retorno Tr.C						1000	10000
		2	5	10	20	50	100		
Gumbel	MML	5800	9000	11000	13000	15600	17500	23900	30200
Exponencial II	MML	5200	9000	11400	14100	17600	20260	29100	38000
GEV	MML	7600	11000	12800	14600	17000	18780	24400	30000
Log -Person III	MoM	5400	10300	11100	12400	15100	17900	26400	34300
Log-Normal	MoM	5500	8900	11400	14000	17700	20690	31400	38000

FONTE: O AUTOR (2014)

A vazão máxima ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$) para os vários períodos de retorno estudados varia de 5800 a 30200 para a distribuição de Gumbel; de 5400 a 34300 para a Log Person III; de 7600 a 30000 para a GEV; de 5500 a 38000 para a Log Normal e, finalmente, para a distribuição Exponencial varia de 5210 a 38000 $\text{m}^3 \text{s}^{-1}$.

JESSEN e SILVA (2008) estimaram a vazão decamilenar (Q_{10000}) na Barragem de Cahora Bassa em aproximadamente 30.000 $\text{m}^3 \text{s}^{-1}$ o que coincide com os valores

obtidos neste estudo para o mesmo período de retorno utilizando as distribuições de Gumbel ou de GEV que obtiveram o melhor ajuste.

(SILVA et al., 2005) baseando se em tratamentos estatísticos para a estimação da vazão de Cahora Bassa e encontraram os seguintes resultados: $4500 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$ para um período de retorno de 2 anos, $7000 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$, para um período de retorno de 4 anos, 14000 e $17000 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$ para o período de retorno de 50 e 100 anos respectivamente, e uma vazão máxima de um período de retorno de 10000 na ordem $28000 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$. Estes resultados, também são similares aos obtidos no presente estudo para as distribuições de Gumbel e GEV.

5.1.4. Determinação do Hidrograma de Projeto

Para a determinação do hidrograma de projeto foram selecionadas as 10 maiores cheias com 60 dias de duração (tempo normal de duração da Cheia em Cahora Bassa) e em seguida, obtidos os hidrogramas para cada cheia. Esses hidrogramas foram adimensionalizados usando vazões em fração da vazão máxima. Foi determinada a média desses hidrogramas, obtendo assim um hidrograma adimensional típico. Este foi multiplicado pela vazão de pico calculada para os períodos de retorno 2, 5, 10, 20, 50, 100, 1.000 e 10.000 anos, embasados na distribuição Gumbel obtendo hidrogramas típicos dessas cheias. Os resultantes estão apresentados nas figuras 5 a 10:

Embora neste estudo tenha se optado por usar a média dos hidrogramas para definir o hidrograma de projeto, alternativamente outros autores (e.g. COPEL, 1978) preferem usar a envoltória superior dos hidrogramas adimensionais. Esta segunda alternativa evidentemente apresenta um caráter mais conservador dos resultados.

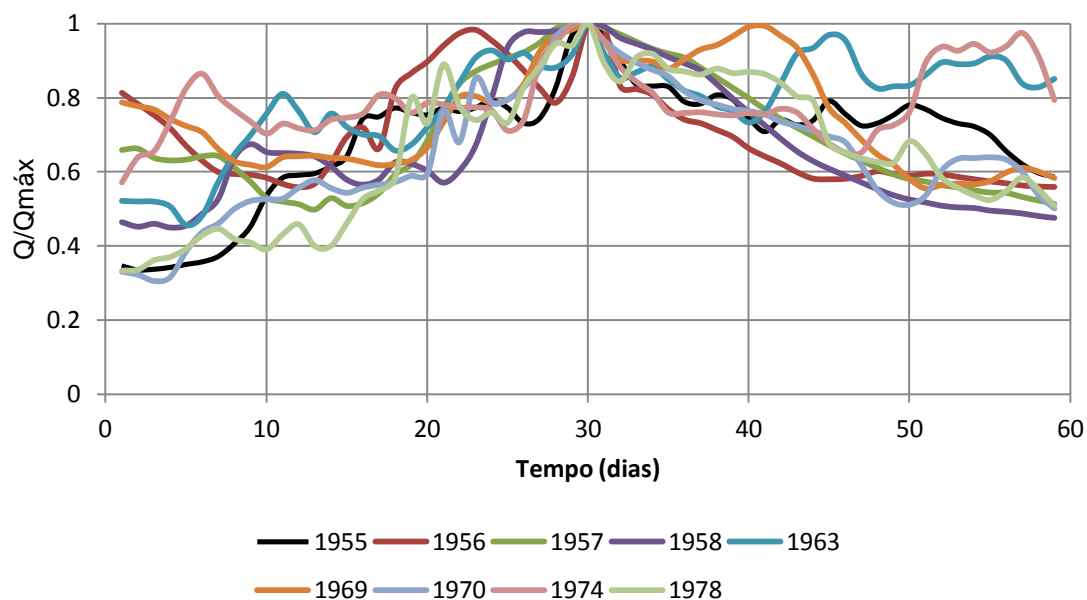


FIGURA 5 – HIDROGAMAS DE PROJETO RESULTANTE PARA CHEIAS DE DIFERENTES ANOS
FONTE: O AUTOR (2014)

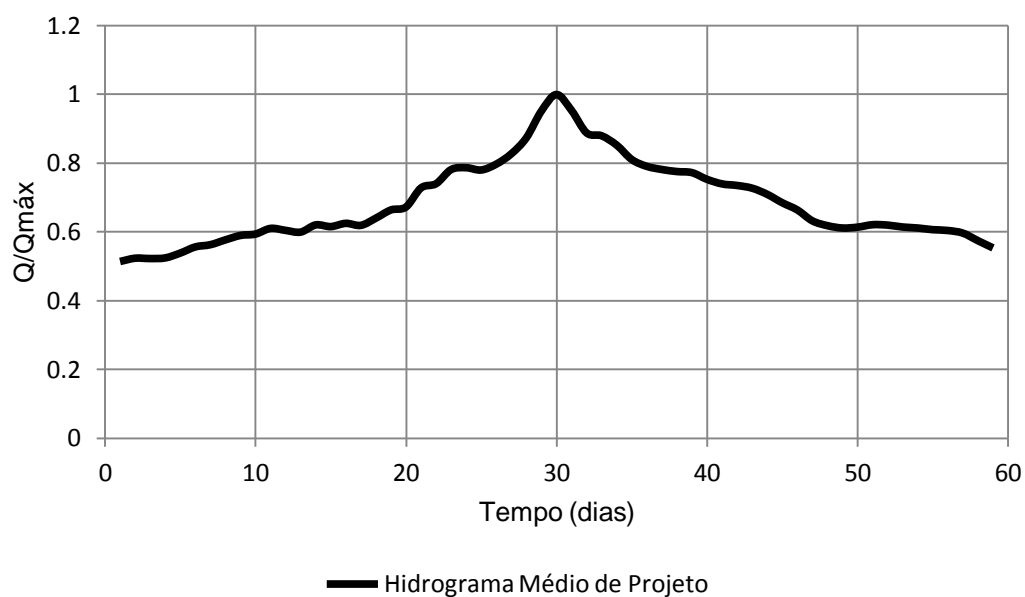


FIGURA 6 – HIDROGRAMAS DE PROJETO MÉDIO RESULTANTE PARA DIFERENTES CHEIAS
FONTE: O AUTOR (2014)

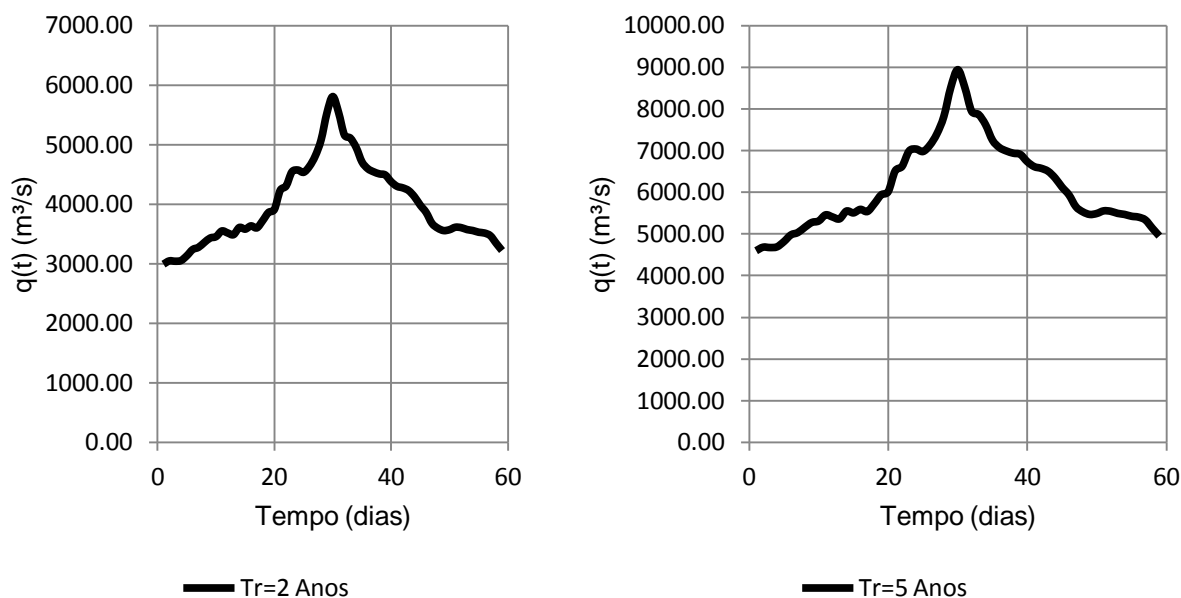


FIGURA 7– HIDROGRAMAS DE PROJETO PARA CHEIAS DE 2 E 5 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO

FONTE: O AUTOR (2014)

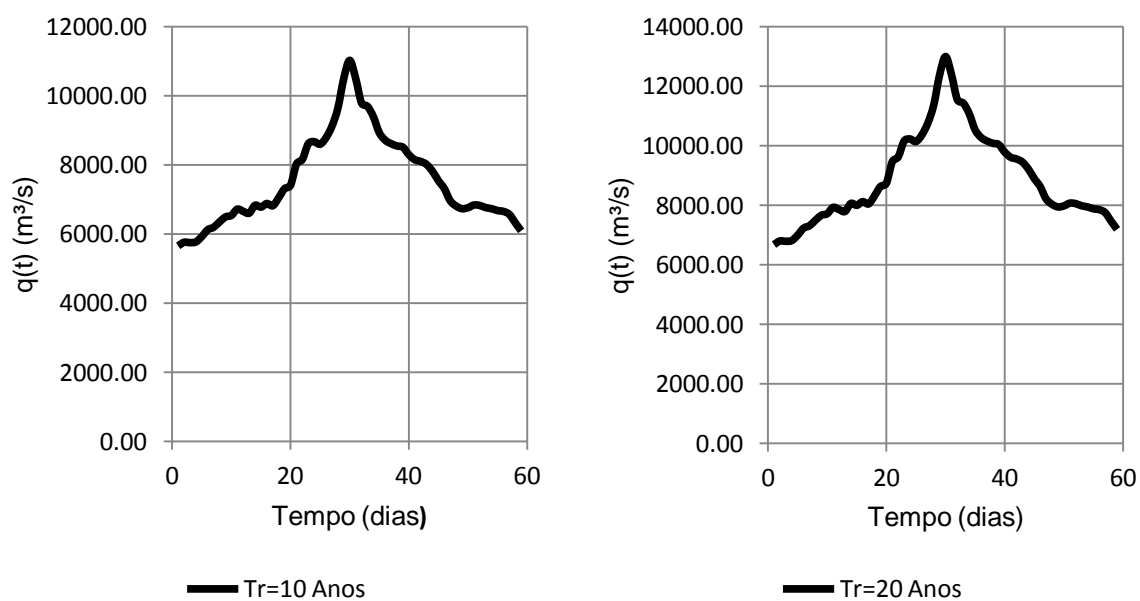


FIGURA 8– HIDROGRAMAS DE PROJETO PARA CHEIAS DE 10 E 20 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO

FONTE: O AUTOR (2014)

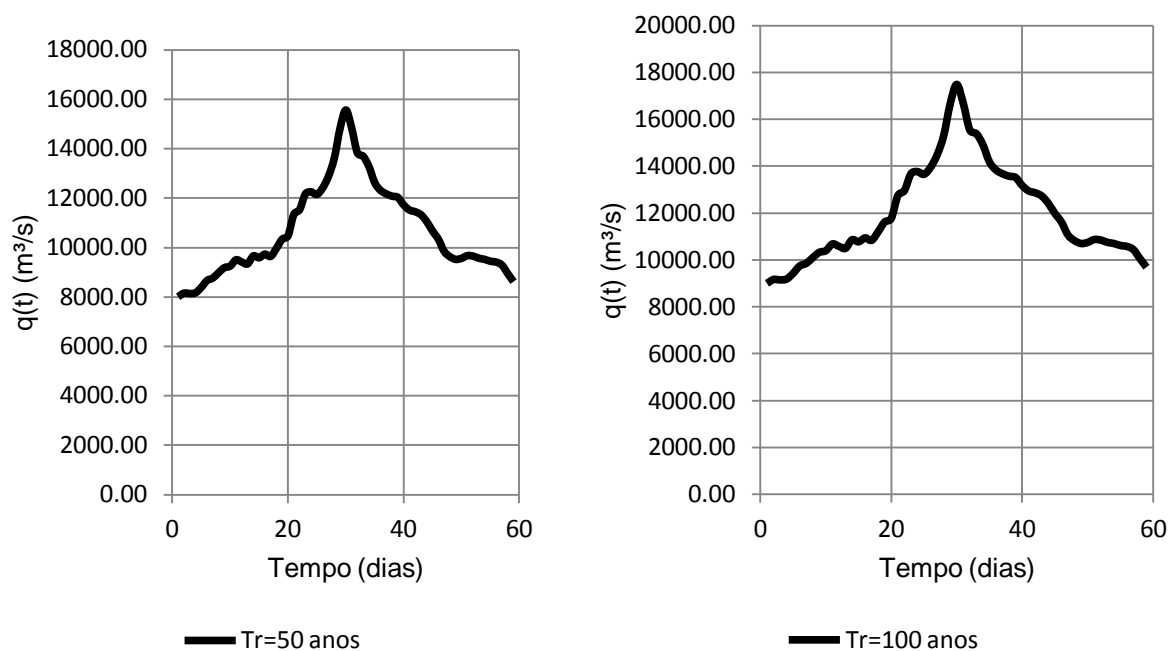


FIGURA 9– HIDROGRAMAS DE PROJETO PARA CHEIAS DE 50 E 100 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO

FONTE: O AUTOR (2014)

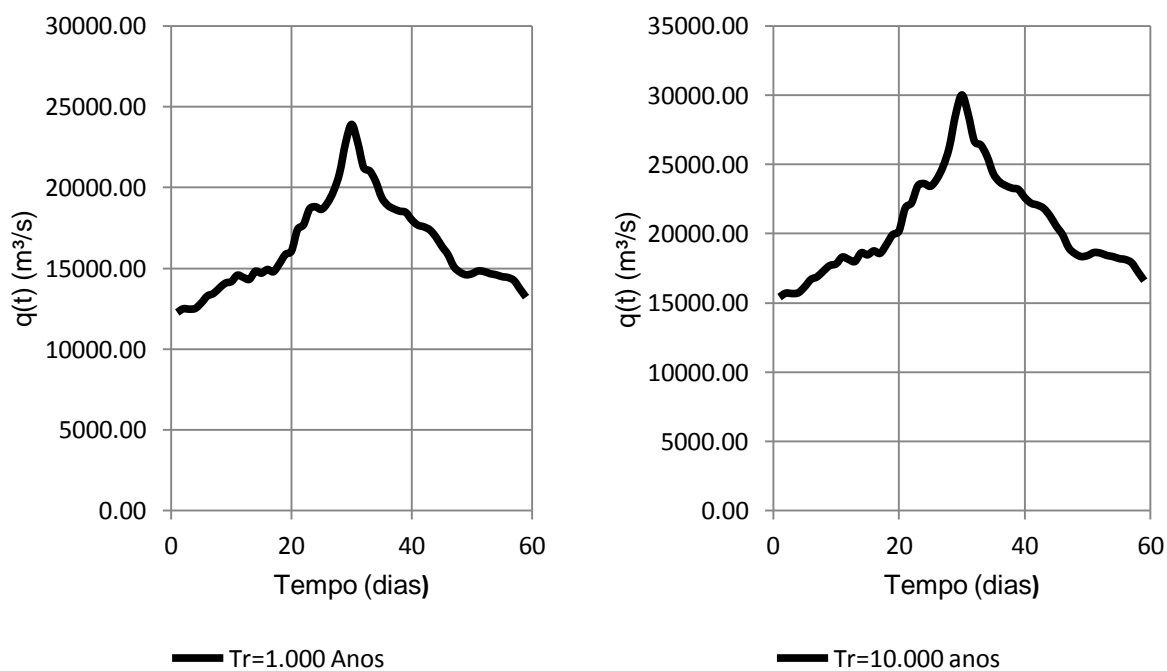


FIGURA 10– HIDROGRAMAS DE PROJETO PARA CHEIAS DE 1000 E 10000 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO.

FONTE: O AUTOR (2014)

5.1.5 Determinação do Volume de Espera para Vários Períodos de Retorno

Com base nos hidrogramas de projeto de vários períodos de retorno (2 a 100 anos) obtidos anteriormente e para várias vazões de restrição (pré-definidas) de $8000 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ a $15000 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ foram determinados os volumes de espera apresentados na Tabela (7) para a barragem de Cahora Bassa. Estes volumes de espera representam a área entre o hidrograma de cheia e a reta horizontal correspondente à vazão de restrição. Neste caso o volume é expresso em $\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ mês}$, unidade que pode ser convertida facilmente para hm^3 .

TABELA 7 - VOLUME DE ESPERA ($\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ mês}$) PARA VÁRIOS PERÍODOS DE RETORNO

Qr / Tr	2	5	10	20	50	100
8000	0	0	731	2116	5175	7763
9000	0	0	250	1206	3417	5822
10000	0	0	66	525	2123	4072
11000	0	0	0,4	204	1275	2614
12000	0	0	0	58	616	1716
13000	0	0	0	0	285	970
14000	0	0	0	0	107	483
15000	0	0	0	0	19	233

FONTE: O AUTOR (2014)

Desta forma para cada intervalo de tempo, o volume acumulado no reservatório é igualado à diferença entre a vazão afluente e a vazão defluente multiplicado pelo intervalo de tempo considerado. Segundo a equação:

$$\Delta V = (Q(t)_A - Q(t)_D) * \Delta t \quad (68)$$

O volume total acumulado durante a cheia com a vazão defluente igual a vazão de restrição e que corresponde ao volume de espera é dado por:

$$V_e = \sum (Q(t)_A - Q_{rest}) * \Delta t \quad (69)$$

onde V_e é o volume de espera; e Δt é o intervalo de tempo adotado (1 dia = 86400s); $Q(t)_A$ é a vazão afluente no tempo t e Q_{rest} a vazão defluente igual a vazão de restrição. O somatório abrange o período com $Q_A(t) \geq Q_{res}$.

Em seguida foi determinado o volume máximo acumulável para os diferentes volumes de espera obtidos. Para tal foi feita a diferença entre o volume útil do reservatório de Cahora Bassa ($52 * 10^9 \text{ m}^3 = 19790 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ mês}$) e os volumes de espera calculados para diferentes períodos de retorno de cheia e para diferentes vazões de restrição. Finalmente esses volumes foram convertidos para a unidade $\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ mês}$ pela divisão por $2,628 * 10^6$ igual ao número de segundos de um mês médio.

TABELA 8- VOLUME MÁXIMO ($\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ mês}$) PARA VÁRIOS PERÍODOS DE RETORNO E VAZÕES DE RESTRIÇÃO.

$Q_r \backslash T_c$	10	20	50	100
8000	19054	17668	14601	12037
9000	19537	18580	16371	13977
10000	19710	19291	17655	15715
11000	19782	19596	18530	17161
12000	19786	19710	19177	18074
13000	19786	19786	19520	18835
14000	19786	19786	19710	19276
150000	19786	19786	19748	19558
∞	19786	19786	19786	19786

FONTE: O AUTOR (2014)

5.2 ESTUDOS ENERGÉTICOS

Os estudos da presente etapa foram realizados com base nas vazões sintéticas médias mensais que foram geradas conforme descrito nos itens 3.2.12 e 3.2.13.

TABELA 9 –ESTATÍSTICAS DOS LOGARITIMOS DAS VAZÕES MÉDIAS ANUAIS.

Parâmetros	valor
Média	7.513
Desvio padrão	0.445
Assimetria	0.063
Curtose	2,551
Autocorrelação	0.91

FONTE: O AUTOR (2014)

5.2.1 Distribuição Marginal

A série histórica de vazões médias anuais foi ajustada à distribuição Log Normal de três parâmetros (LN3) com o objetivo de verificar se a LN3 era adequada para o estudo. Na tabela 9 estão apresentadas as estimativas dos momentos dos logaritmos das vazões afluentes anuais para a distribuição Log-Normal de três parâmetros utilizando o método de máxima verossimilhança para a estimativa dos parâmetros μ_y, σ_y e o método dos quantis empíricos para o parâmetro ξ .

O coeficiente de auto-correlação do logaritmo da série histórica foi igual a 0.91. O parâmetro de deslocamento foi estimado em $\xi=0$, de forma que a distribuição LN3 se reduz a LN2. A Figura 11 ilustra a boa aderência entre a vazão observada considerando a posição de plotagem de Weibull e a estimada com a LN2.

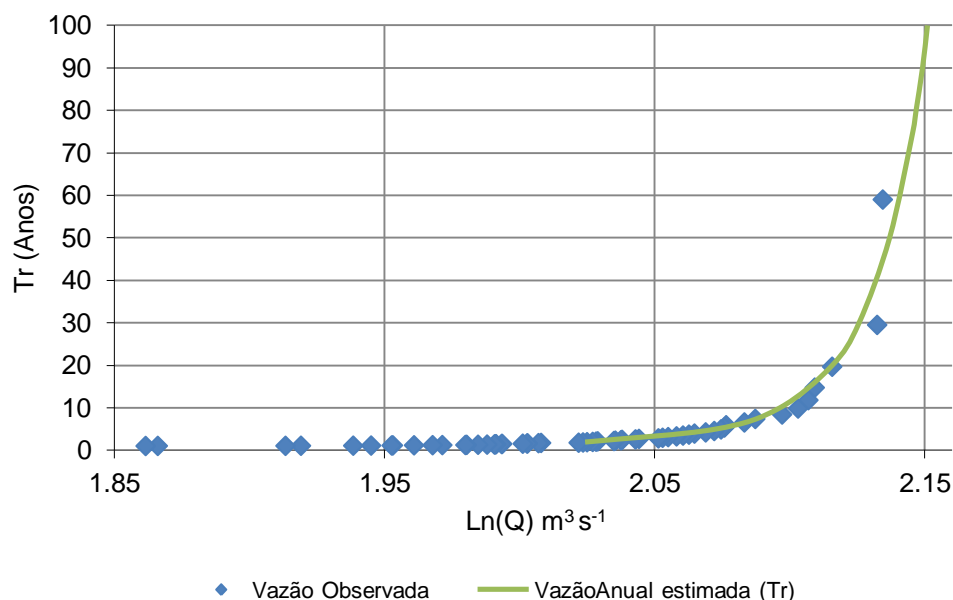


FIGURA 11 AJUSTE DA SÉRIE HISTÓRICA (MÉDIAS ANUAIS) A LN2

FONTE: O AUTOR (2014)

Aplicando o teste de aderência de Filiben (VOGEL, 1986) aos logaritmos das vazões, a estatística de teste r resultou para o modelo LN2, igual a 0,9957. Considerando o valor de r crítico para $\alpha = 0,05$ e $n = 50$ igual a 0,9764, conclui-se que o modelo se ajustou bem aos dados em análise.

Desta forma adotou-se para a geração de séries sintéticas das vazões médias anuais a distribuição LN2 com parâmetros estimados pelo método de máxima verossimilhança.

5.2.2 Geração de Séries Sintéticas Anuais

O processo de geração de séries sintéticas utilizado neste estudo consiste em tratar as séries de vazões anuais como estacionárias e identicamente distribuídas. Neste caso, qualquer série sintética anual gerada possui a mesma probabilidade de ocorrência.

A geração de séries sintéticas anuais foi realizada com base em um programa desenvolvido em Matlab baseando-se nas estatísticas da série histórica e usando o método descrito na seção 4.6.4 e um modelo AR(1) ajustado aos logaritmos das vazões foi combinado com uma distribuição marginal LN3 com $\xi = 0$ ou seja uma distribuição LN2. Neste caso foram geradas 1.000 séries sintéticas de vazões afluentes anuais com 50 anos de extensão cada uma. O programa utilizado para a geração das séries sintéticas de vazões médias anuais está apresentado no apêndice n ° 4.

5.2.3 Desagregação das Séries Anuais em Mensais

Para desagregação das vazões anuais em vazões mensais foi utilizado o método dos cenários hidrológicos descrito por FILL et al. (2011) e GROSZEWICZ et al. (1991) e também descrito por SVANIDZE (1980) como método dos fragmentos. Este método consiste basicamente em calcular para cada ano da série histórica a razão entre as vazões mensais pela vazão média anual de tal forma que se obtém um número de cenários igual ao número de anos da série histórica, cada um composto por 12 fragmentos conforme apresentado no apêndice 6.

Para cada ano de cada série sintética sorteou-se um destes cenários, através de uma variável aleatória uniformemente distribuída. Após o sorteio foi verificada a compatibilidade da vazão do 12º mês do ano i com a vazão do 1º mês do ano $i + 1$. Considerou-se satisfatória a compatibilidade quando o valor ficou entre os valores máximo e o mínimo registrado na série histórica. Caso contrário, sorteou-se outro cenário e repetiu-se até que a condição fosse satisfeita.

Este processo garantiu uma melhor reprodução da correlação entre os meses (dezembro e janeiro) evitando variações extremas de vazões.

5.2.4 Validação do Modelo Utilizado para a Geração da Série Sintética

A validação do modelo foi baseada na comparação dos parâmetros estatísticos da série histórica com a série sintética, curva de permanência, assim como o cálculo do coeficiente de determinação.

Na tabela (10) são apresentados os parâmetros estatísticos, média, desvio padrão, assimetria e o coeficiente de auto-correlação para as vazões anuais das séries históricas e sintéticas. No caso das séries sintéticas a tabela 10 lista as médias dos parâmetros das 1000 séries geradas.

TABELA 10 - PARÂMETROS ESTATÍSTICOS DAS VAZÕES ANUAIS DAS SÉRIES HISTÓRICA E SINTÉTICAS.

Série	Média($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)	Desv. Padrão($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)	C_v	C_s	Auto-correlacao
Histórica	2125	912	0,43	0,95	0,89
Sintética*	2005	823	0,41	1,30	0,98

FONTE: O AUTOR (2014)

* Médias das 1000 séries

Analisando a tabela 10, constata-se a adequação da média e do desvio padrão assim como do coeficiente de autocorrelação das séries sintéticas com os da série histórica. O coeficiente de assimetria apresenta certo desvio em relação a série histórica. No caso da LN2 o coeficiente de assimetria é dado por : $C_s = 3C_v + C_v^3$ que é $C_s = 1.3$. No caso da série histórica o coeficiente de assimetria pode divergir desta relação pois a distribuição LN2 é apenas uma aproximação para a verdadeira distribuição populacional. A comparação dos parâmetros da série histórica com a sintética gerada mostra a boa aderência do modelo AR(1) com distribuição marginal LN2 na geração das séries sintéticas anuais.

onde C_v é o coeficiente de variação e C_s coeficiente de assimetria.

Outro procedimento para validar as séries sintéticas consiste na comparação das curvas de permanência

A figura 12 apresenta a curva de permanência para a série histórica do logaritmo das vazões médias anuais e para a média das séries sintéticas. Para a geração das séries sintéticas de vazões médias anuais foi utilizado a distribuição LN2 (log normal de dois parâmetros) e um modelo auto regressivo de 1º ordem AR (1). Observa-se de modo geral, que o modelo utilizado conseguiu reproduzir razoavelmente a curva de permanência histórica.

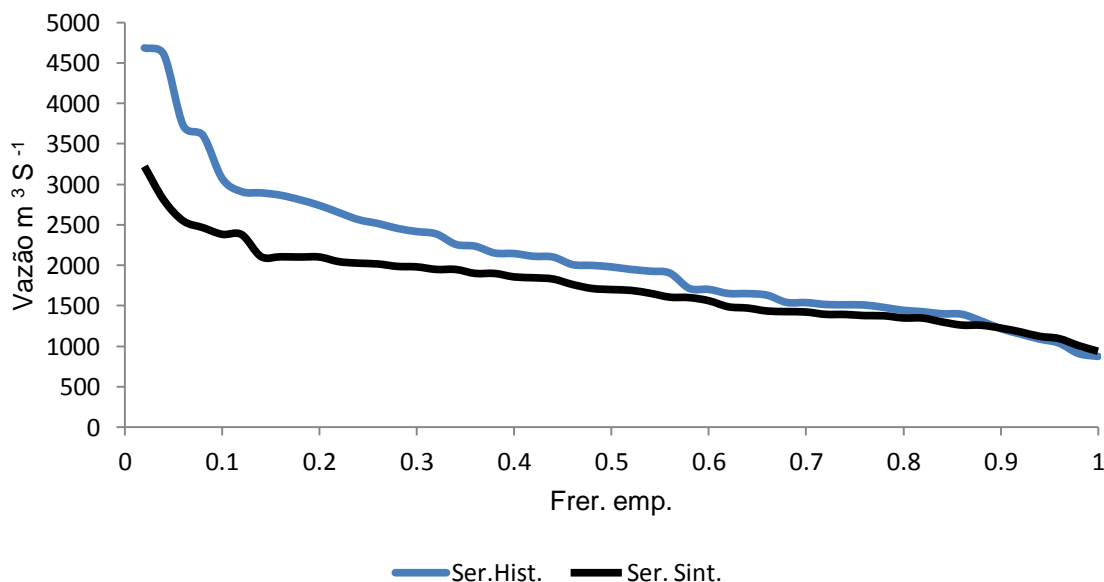


FIGURA 12- CURVA DE PERMANÊNCIA DA VAZÃO OBSERVADA E DA SÉRIE SINTÉTICA NA BARRAGEM DE CAHORA BASSA.

FONTE: O AUTOR (2014)

5.2.5 Determinação da Energia Garantida .

Para estudos realizados nesta etapa foram usadas as vazões médias mensais (apêndice 1) obtidas a partir da geração das séries sintéticas cada uma com 50 anos e parâmetros correspondente a série histórica com 58 anos de extensão (1955 a 2012).

De acordo com CEPEL (2007), a energia firme de uma usina pode ser calculada de forma simplificada pela seguinte expressão:

$$E_{fi} = 0,0088 * H_{Lmi} * Q_{Lmi} \quad (70)$$

onde:

E_{fi} → Energia firme do aproveitamento i, em MW médios;

H_{Lmi} → Queda líquida média do aproveitamento i, em metros;

Q_{Lmi} → Vazão média regularizada do período crítico do aproveitamento i, em ($m^3 s^{-1}$).

O coeficiente 0,0088 corresponde ao produto da massa específica da água (1.000 kgm^{-3}), pelos rendimentos da turbina (0,93) e do gerador (0,97), pela aceleração da gravidade ($9,81 \text{ m.s}^{-2}$) e pelo fator 10^{-6} que permite expressar a energia em MW médios. Para a barragem de Cahora Bassa a queda bruta média é de 103,5 m, tendo sido subtraído o valor das perdas de carga correspondente a 3% da queda bruta.

Para a determinação do armazenamento máximo foi considerado volume útil de Cahora Bassa correspondente a $52 \times 10^9 \text{ m}^3$ e subtraído o volume de espera apresentado no estudo de cheias, para cada vazão defluente máxima pré-fixada e para diferentes períodos de retorno.

Para cada armazenamento máximo disponível foi realizada uma simulação com mil séries sintéticas da qual foram obtidos 1000 valores correspondentes a vazão regularizada no período crítico de cada série .

A partir das 1000 vazões regularizadas foram determinadas as energias firmes correspondentes e que foram ordenadas em ordem crescente. Foi estimada uma função de distribuição acumulada empírica através da frequência relativa acumulada das energias firmes ordenadas. O risco para cada valor da energia foi obtido invertendo-se a frequência relativa correspondente e o período de retorno resultou da equação 64 para $n=50$. As figuras 13 a 16 mostram graficamente o risco ($n=50$ anos) em função da vazão regularizada.

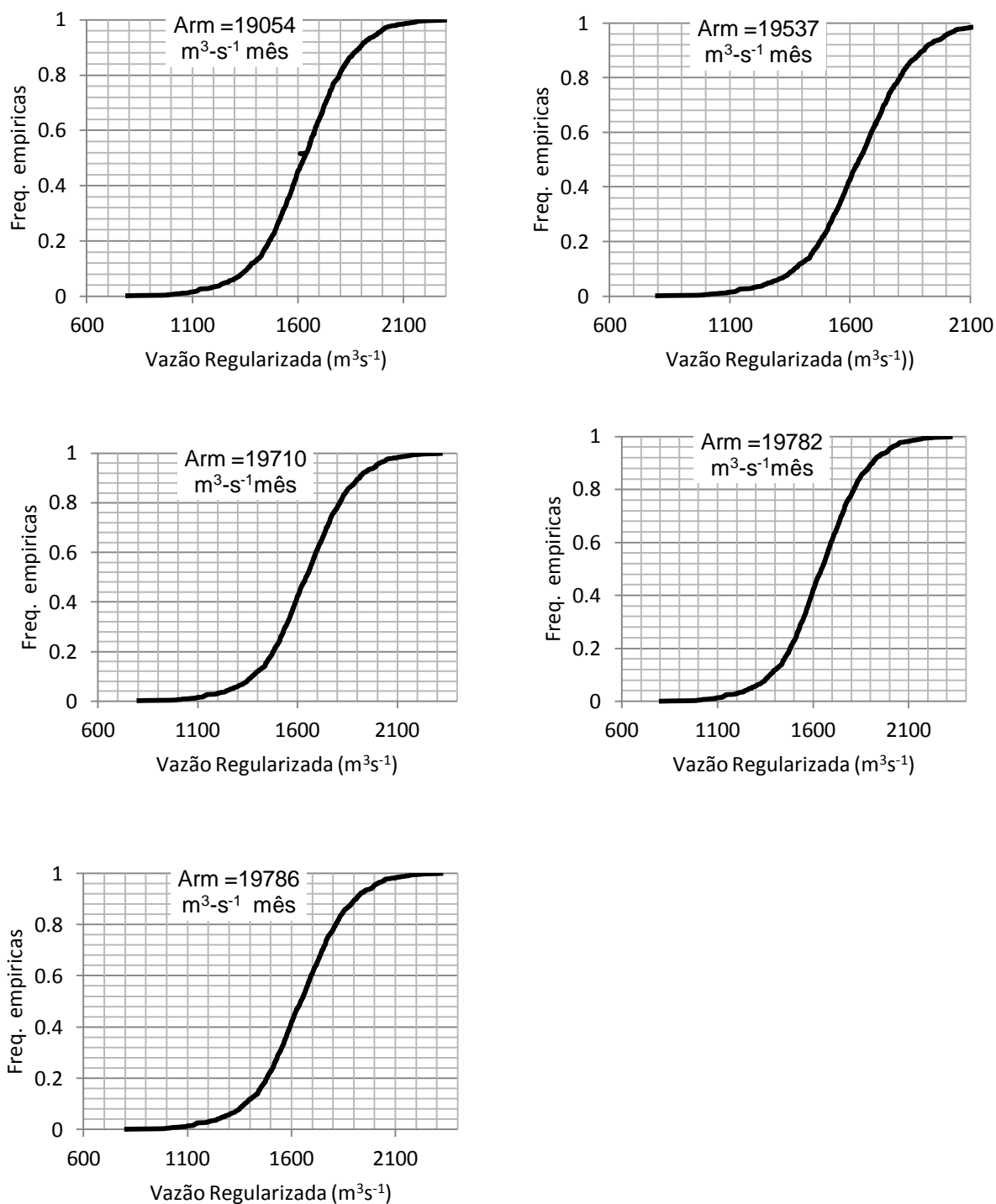


FIGURA 13 - CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 10 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO.
 FONTE: O AUTOR (2014)

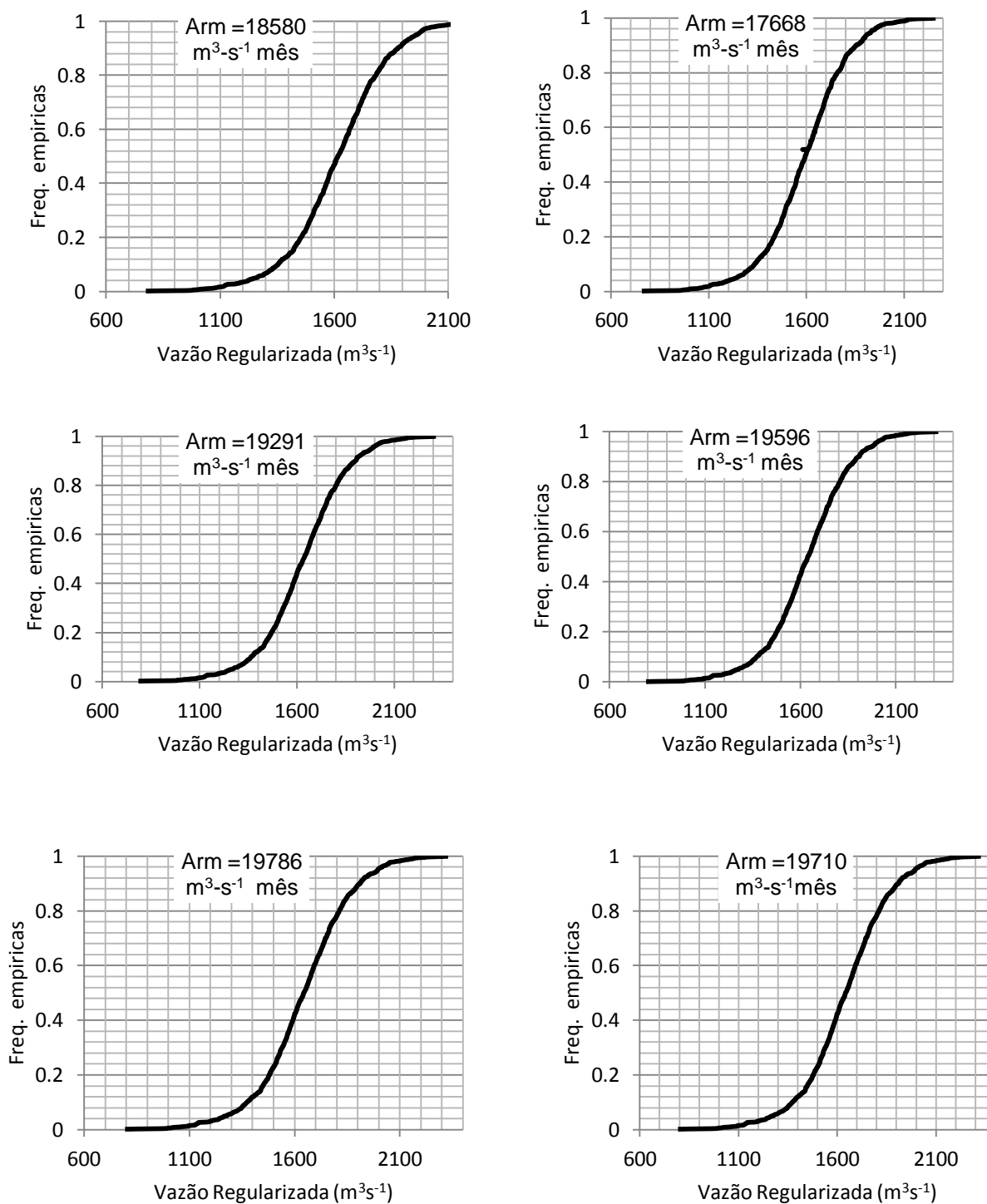


FIGURA 14 - CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 20 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO.
FONTE: O AUTOR (2014)

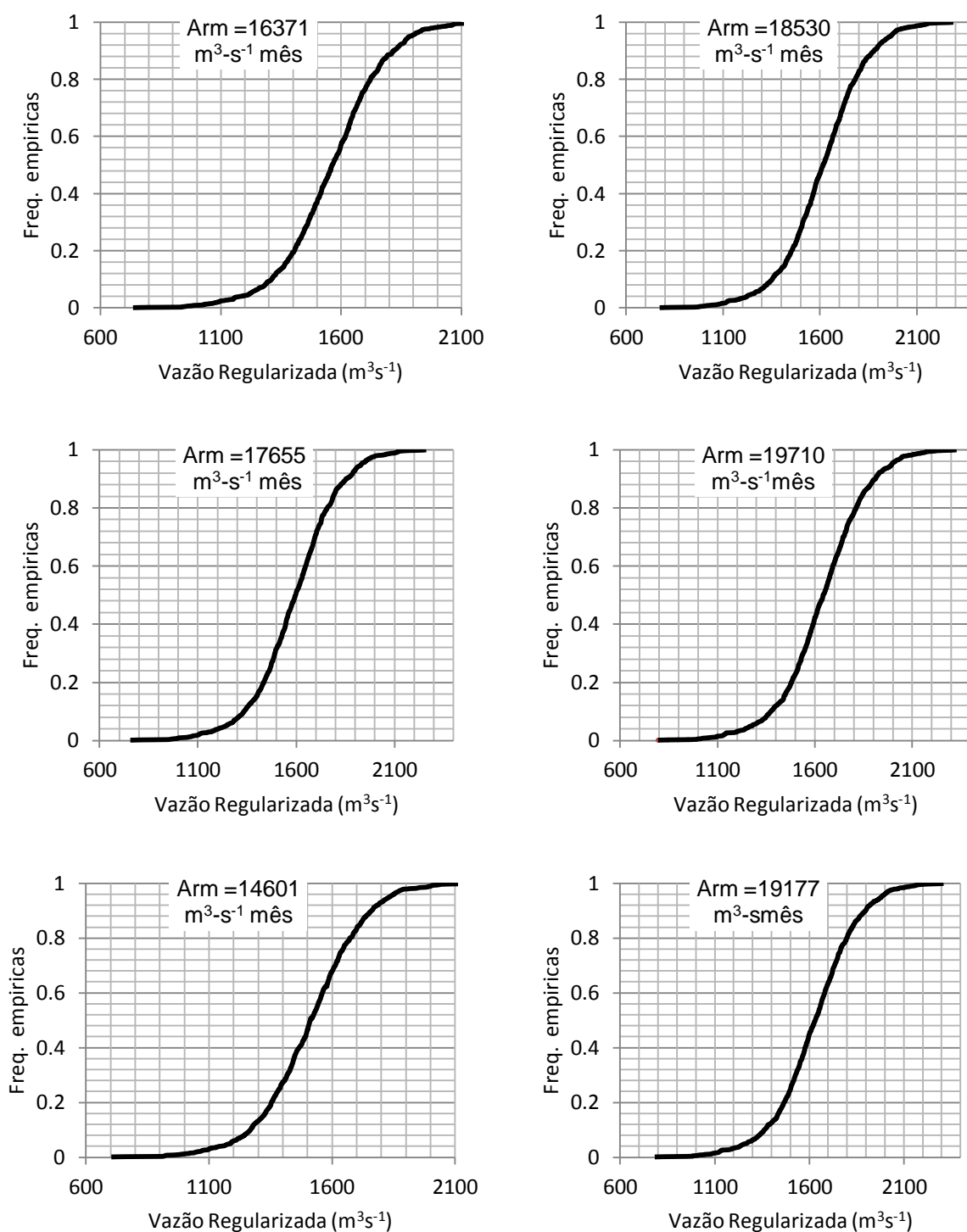


FIGURA 15 - CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 50 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO.
FONTE: O AUTOR (2014)

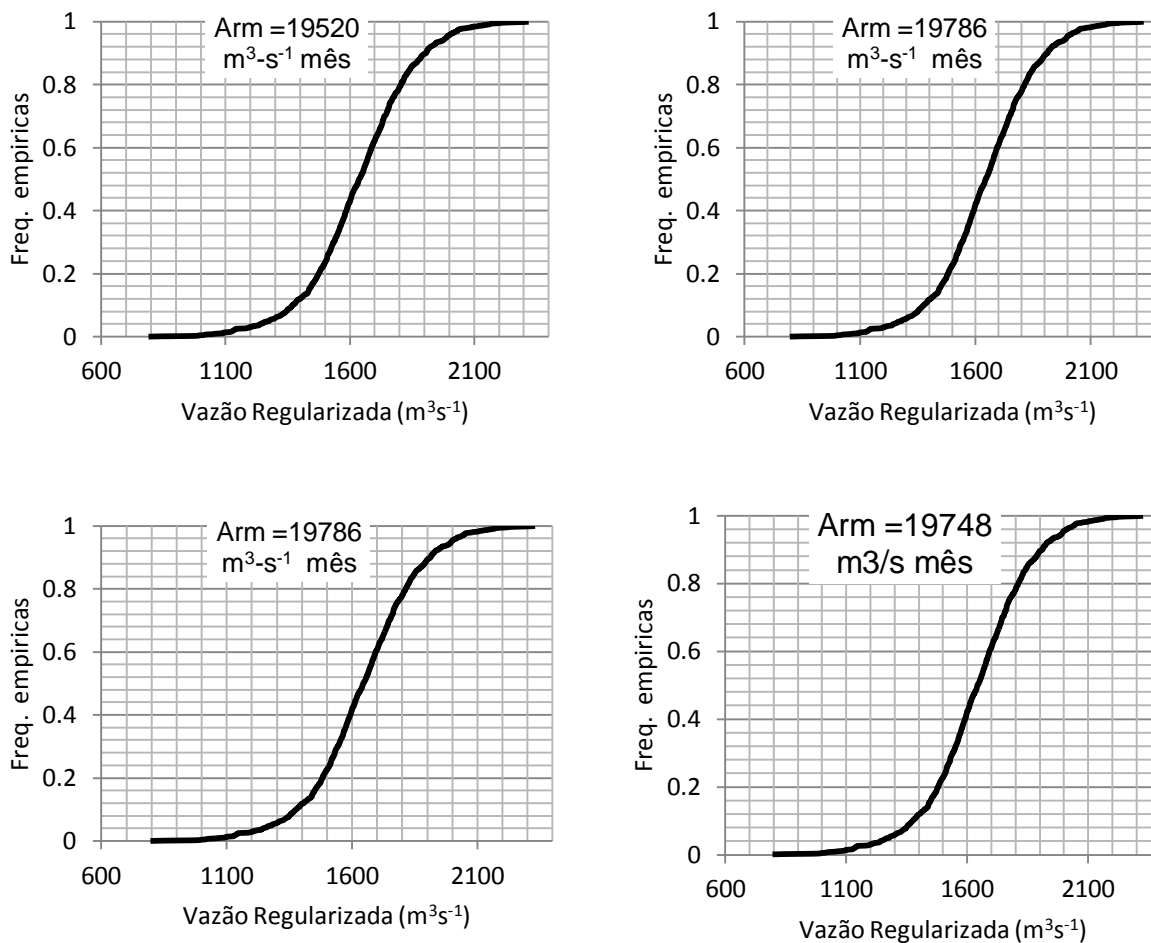


FIGURA 15 CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 50 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO (CONTINUAÇÃO)
O AUTOR (2014)

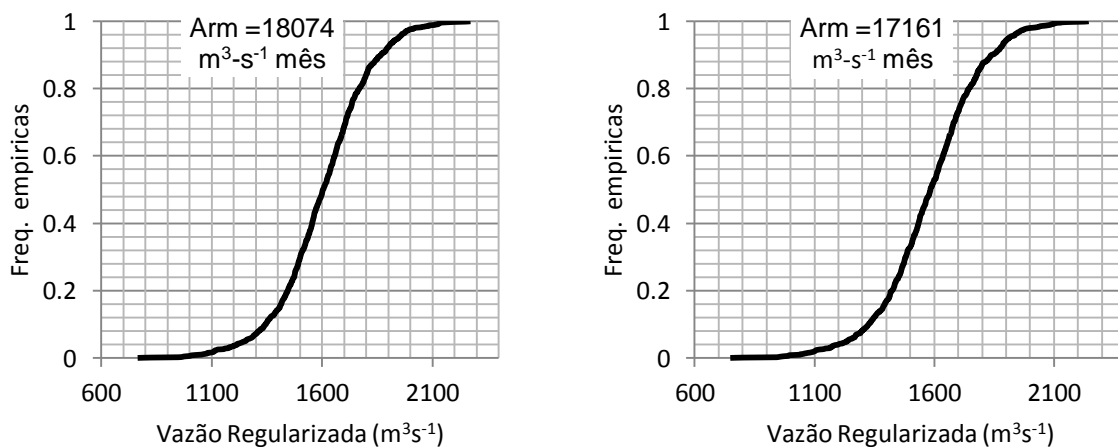


FIGURA 16 - CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 100 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO.
FONTE: O AUTOR (2014)

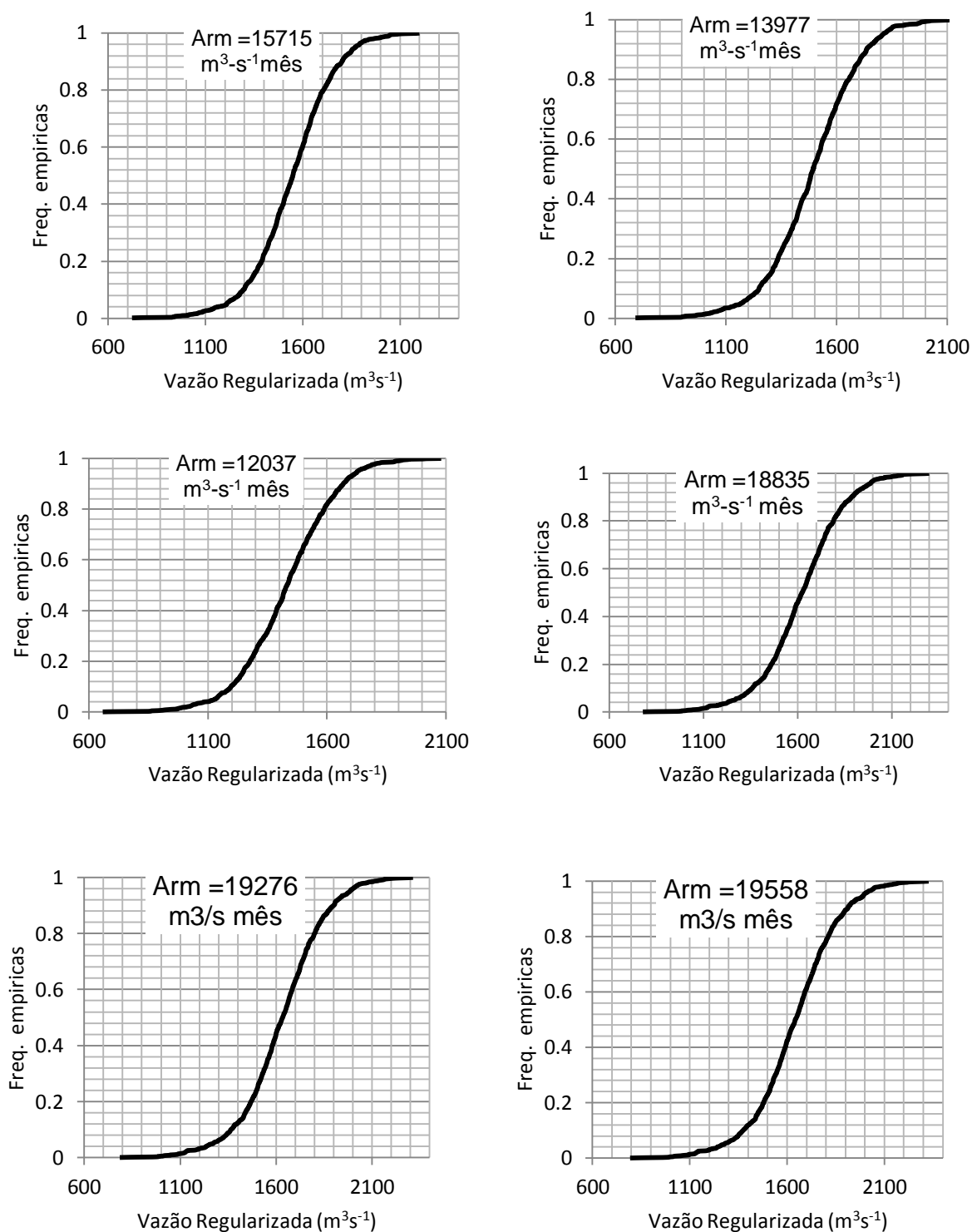


FIGURA 16 CURVAS DE FREQUÊNCIA PARA CHEIAS COM UM PERÍODO DE RETORNO DE 100 ANOS E PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO (CONTINUAÇÃO)
O AUTOR (2014)

Fixando a probabilidade de falha (a ordenada da curva de frequência) para tempos de retorno da energia garantida (de 20,50e 100 anos) foi possível obter as tabelas de 11 a 16 onde $Tr.C$ representa o período de retorno da cheia e $Tr.E$ o tempo de retorno de energia garantida.

TABELA 11 - ENERGIA GARANTIDA (MW med) PARA $Tr.E=20$ ANOS

$Tr.C \backslash Q_r$	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1716	1716	1716	1716	1715	1714	1710	1694	1675
50	1716	1715	1715	1714	1707	1693	1674	1642	1587
100	1716	1714	1709	1699	1687	1666	1620	1568	1499

TABELA 12 VAZÃO REGULARIZADA ($m^3 s^{-1}$) PARA $Tr.E=20$ ANOS

$Tr.C \backslash Q_r$	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1935	1935	1935	1935	1935	1934	1929	1911	1889
50	1935	1935	1935	1933	1925	1910	1889	1852	1791
100	1935	1933	1928	1917	1904	1880	1828	1769	1691

FONTE: O AUTOR (2014)

TABELA 13 ENERGIA GARANTIDA (MWmed) PARA $Tr.E=50$ ANOS

$Tr.C \backslash Q_r$	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1519	1519	1519	1519	1518	1516	1509	1494	1475
50	1519	1518	1518	1514	1507	1492	1475	1447	1403
100	1519	1515	1509	1500	1483	1466	1429	1383	1323

TABELA 14 VAZÃO REGULARIZADA ($m^3 s^{-1}$) PARA $Tr.E=50$ ANOS

$Tr.C \backslash Q_r$	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1713	1713	1713	1713	1712	1710	1703	1686	1665
50	1713	1713	1712	1708	1700	1684	1664	1632	1582
100	1713	1709	1702	1692	1673	1654	1613	1560	1493

FONTE: O AUTOR (2014)

TABELA 15 ENERGIA GARANTIDA (MW med) PARA $Tr.E=100$ ANOS

$Tr.C \backslash Q_r$	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1409	1409	1409	1409	1407	1405	1399	1388	1370
50	1409	1408	1407	1404	1397	1386	1370	1341	1297
100	1409	1404	1399	1392	1378	1358	1325	1280	1227

TABELA 16 VAZÃO REGULARIZADA ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$) PARA Tr. E=100 ANOS

Tr. G \ Qr	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1590	1590	1590	1590	1588	1585	1578	1565	1546
50	1590	1589	1588	1583	1577	1564	1546	1513	1463
100	1590	1584	1578	1570	1555	1532	1495	1444	1384

FONTE: O AUTOR (2014)

Nas tabelas 17 a 22 apresentam-se os impactos energéticos (energia perdida MW med) decorrentes da alocação do volume de espera para diferentes combinações do período de retorno da cheia e o período de retorno para a geração da energia.

TABELA 17 IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO Tr. E=20 ANOS E Tr. C=20 ANOS

$Q_{rest.} (\text{m}^3 \text{s}^{-1})$	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	ΔE_g em %
15000	0	0
14000	0	0
13000	0	0
12000	1	0
11000	2	0
10000	4	0,1
9000	22	1,3
8000	41	2,4

FONTE: O AUTOR (2014)

TABELA 18 IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO Tr. E=20 ANOS E Tr. C=50 ANOS

$Q_{rest.} (\text{m}^3 \text{s}^{-1})$	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	ΔE_g em %
15000	1	0,1
14000	1	0,1
13000	2	0,3
12000	9	0,5
11000	23	1,3
10000	42	2,4
9000	74	3,9
8000	129	7,1

FONTE: O AUTOR (2014)

TABELA 19 IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO Tr. E=20 ANOS E Tr. C=100 ANOS

$Q_{rest.} (m^3 s^{-1})$	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	ΔE_g em %
15000	2	0,1
14000	7	0,4
13000	17	1,0
12000	29	1,7
11000	50	2,9
10000	96	5,6
9000	148	8,6
8000	217	12,6

FONTE: O AUTOR (2014)

TABELA 20 IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO Tr. E=50 ANOS E Tr. C=50 ANOS

$Q_{rest.} (m^3 s^{-1})$	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	ΔE_g em %
15000	1	0,1
14000	1	0,1
13000	5	0,3
12000	12	0,8
11000	27	1,8
10000	44	2,9
9000	72	4,7
8000	116	7,6

FONTE: O AUTOR (2014)

TABELA 21 IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO Tr. E=50 ANOS E Tr. C=100 ANOS

$Q_{rest.} (m^3 s^{-1})$	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	ΔE_g em %
15000	4	0,3
14000	10	0,7
13000	19	1,3
12000	36	2,4
11000	53	3,5
10000	90	5,9
9000	136	9,0
8000	196	12,9

FONTE: O AUTOR (2014)

TABELA 22 IMPACTOS ENERGÉTICOS DECORRENTES DA ALOCAÇÃO DE VOLUMES DE ESPERA PARA CONTROLE DE CHEIAS CONSIDERANDO Tr. E=100 ANOS Tr. C=100 ANOS

$Q_{rest.} (m^3 s^{-1})$	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	ΔE_g em %
15000	5	0,4
14000	6	0,7
13000	13	1,2
12000	31	2,2
11000	51	3,6
10000	84	6,0
9000	129	9,2
8000	182	12,9

FONTE: O AUTOR (2014)

A figura (17) representa a perda de energia para diferentes vazões de restrição adotadas neste estudo e para diferentes combinações dos períodos de retorno para o controle de cheias e para a geração de energia.

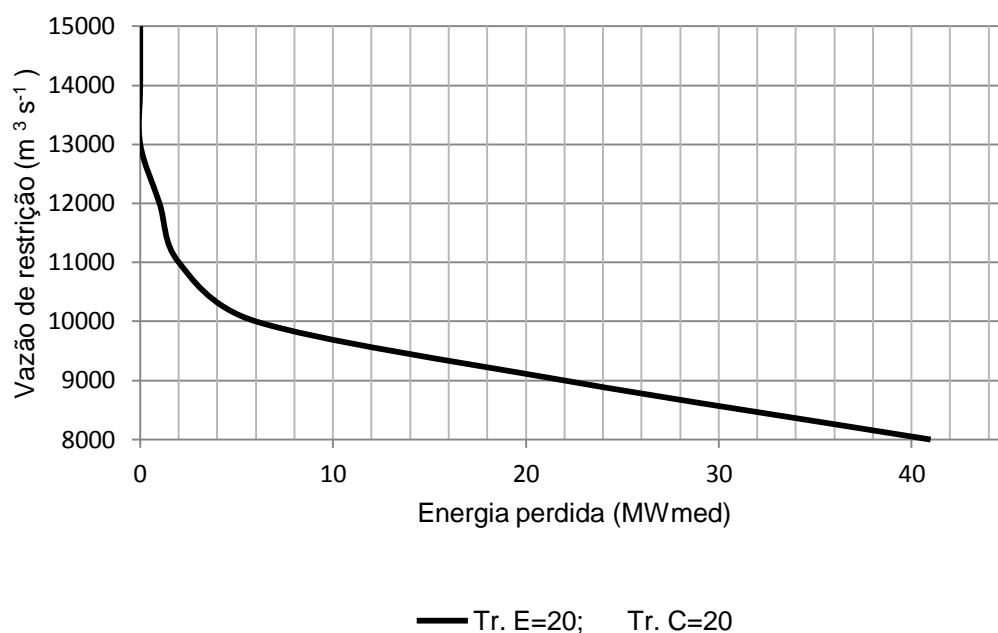


FIGURA 17 - CURVAS DA PERDA DE ENERGIA PARA COMBINAÇÃO DE DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO DA CHEIA E DA GERAÇÃO DE ENERGIA.
FONTE: O AUTOR (2014)

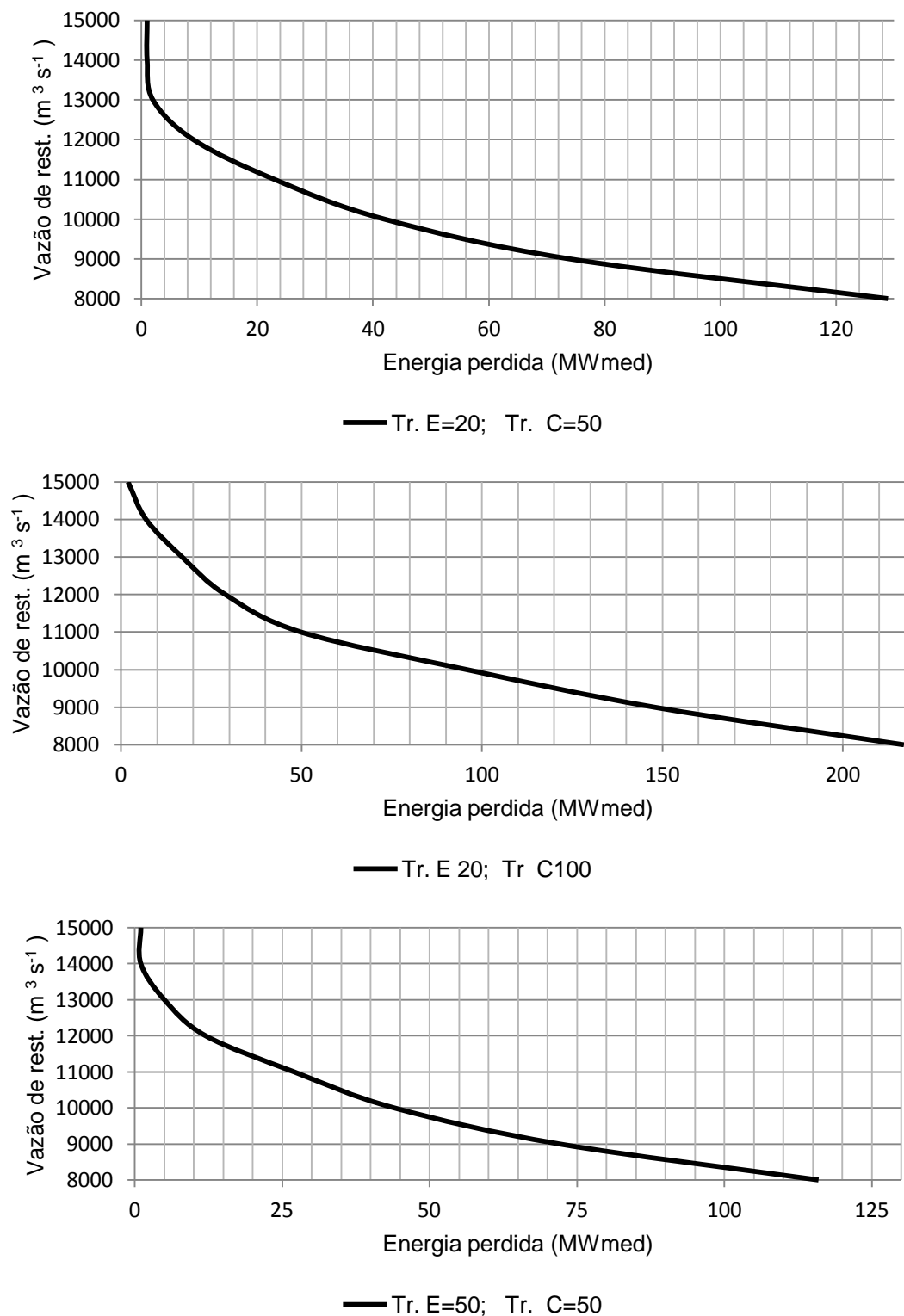


FIGURA 17 CURVAS DA PERDA DE ENERGIA PARA COMBINAÇÃO DE DIFERENTES PERIODOS DE RETORNO DA CHEIA E DA GERAÇÃO DE ENERGIA (CONTINUAÇÃO)
 FONTE: O AUTOR (2014)

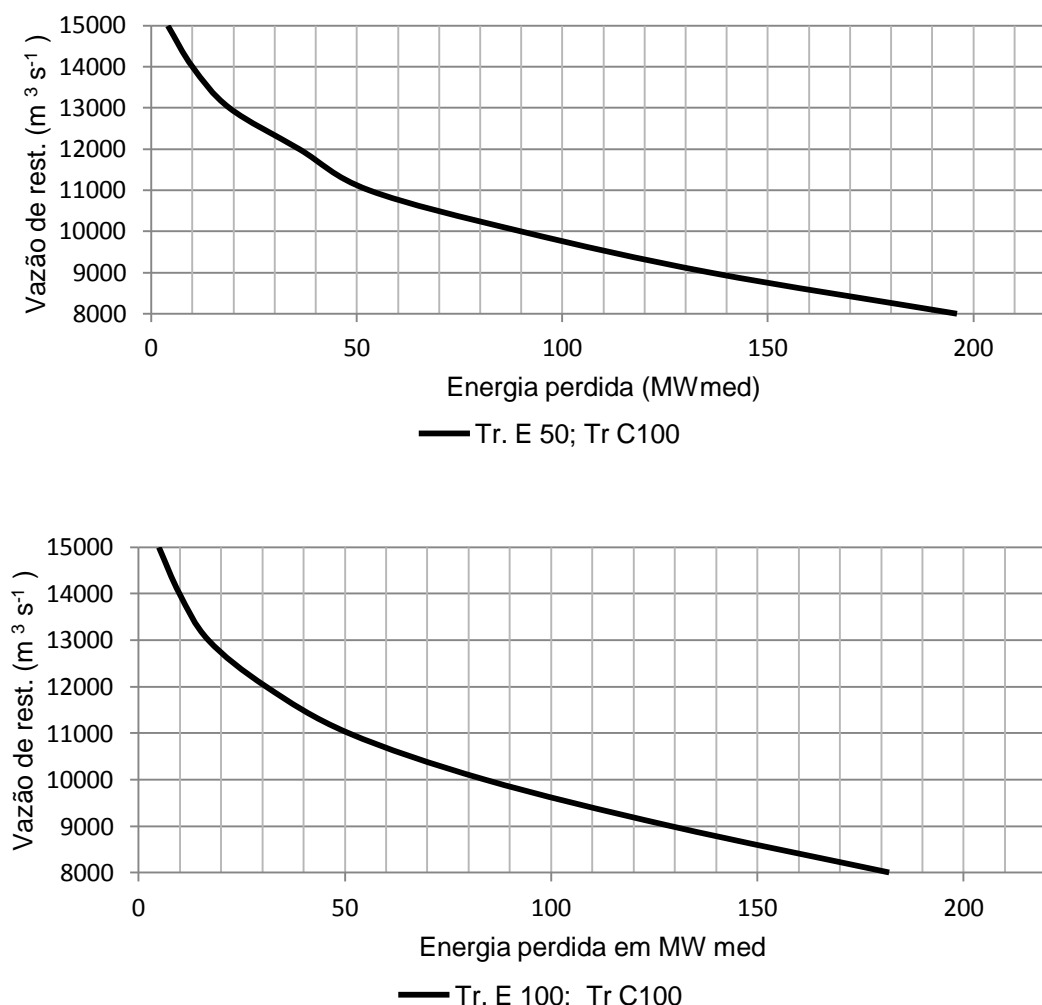


FIGURA 17 CURVAS DA PERDA DE ENERGIA PARA COMBINAÇÃO DE DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO DA CHEIA E DA GERAÇÃO DE ENERGIA (CONTINUAÇÃO).
 FONTE: O AUTOR (2014)

Com base nos resultados apresentados, conclui-se que a perda de energia depende dos tempos de recorrência para energia e para o controle de cheias e da vazão de restrição. Considerando um período de retorno de 100 anos para as cheias e 50 anos para a energia (o que pode ser considerado razoável), observaram-se as perdas de energia de 4 MWmed para a vazão de restrição de $15000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$; 10 MWmed para $14000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$; 19 MWmed para $13000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$; 36 MWmed para $12000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$; 53 MWmed para $11000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$; 90 MWmed para $10000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$; 136 MWmed para $9000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ e finalmente 196MWmed para a vazão de restrição igual a $8000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$;

aumentando portanto essa perda para vazões de restrição menores (maior volume de espera). Neste último caso a redução da energia garantida representa 12,4% do valor que corresponde a não realização do controle de cheias. Para outros tempos de retorno da energia garantida, mantendo-se $Tr.C=100$ anos obtém-se valores similares.

5.3 VERIFICAÇÃO DA SAZONALIDADE DE CHEIAS

Quando um rio apresenta uma sazonalidade marcante no regime de cheias, ou seja, a probabilidade da ocorrência de cheias concentra-se em alguns meses, a alocação do volume de espera apenas nestes meses pode proporcionar ganhos na geração de energia sujeito ao controle de cheias.

Para uma análise da sazonalidade das estações fluviométricas na bacia do Zambeze foi importante considerar a informação de JESSEN e SILVA, (2008) afirmando que as chuvas ocorrem apenas durante 6 meses do ano (Dezembro a Maio), devido ao fenômeno de deslocamento da ITCZ (Zona de Convergência Intertropical), sobre a bacia. A época de maior precipitação em toda a bacia compreende habitualmente os meses de Dezembro a Março. Para verificar a sazonalidade foram realizados os testes paramétricos t de Student e F de Snedecor. Utilizaram-se nestes testes sempre os logaritmos das vazões médias mensais, pois, os testes pressupõem variáveis normalmente distribuídas e no caso de vazões a hipótese de uma distribuição log-normal é bastante razoável.

5.3.1 Teste t de Student

O teste t de Student assim como o teste F de Snedecor foram utilizados para testar a existência da sazonalidade para as vazões de cheia do rio Zambeze.

O teste t de Student (t-test) testa a igualdade das médias populacionais correspondentes a duas amostras, havendo geralmente o desconhecimento dos valores populacionais das variâncias, mas que geralmente são supostas iguais (SILVEIRA, 2000).

A distribuição t de Student é simétrica em torno do zero com forma campanular. Mas esta forma campanular varia de acordo com o número de graus de liberdade (ν). As caudas da distribuição t são mais elevadas que as da distribuição normal padrão. Para $n \rightarrow \infty$ a distribuição t tende para Normal.

Sendo X e Y os valores de cada uma das subamostras, a estatística do teste é calculada pela equação (71):

$$t = \frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{s_x^2}{n_x} + \frac{s_y^2}{n_y}}} \quad (71)$$

onde t é a estatística de teste, \bar{X} e \bar{Y} correspondem a média amostral de Y e X; s_x^2 e s_y^2 são as variâncias das amostras X e Y; n_x e n_y são os números dos elementos das amostras X e Y respectivamente.

O valor de t calculado deve ser comparado com um valor crítico da distribuição de Student com $\nu = n_x + n_y - 2$ graus de liberdade. Se o módulo do t calculado for igual ou inferior ao tabelado para $\alpha/2$ a hipótese nula da igualdade das médias das populações é aceita e ao contrário é rejeitada.

5.3.2 Teste F de Snedecor

Segundo TROGER et al. (2004) o teste F avalia a igualdade ou não das variâncias populacionais de duas amostras. Considerando-se as variâncias amostrais s_x^2 e s_y^2 de duas amostras independentes retiradas de populações normais,

demonstra-se que o quociente s_x^2 / s_y^2 com $s_x^2 > s_y^2$ segue a chamada distribuição F de Snedecor, sob a hipótese nula de igualdade de variâncias populacionais.

Conforme SILVEIRA (2000), o valor da estatística de teste F com $v_x = n_x - 1$ graus de liberdade no numerador e v_y no denominador, é dada por:

$$F = f(v_1, v_2) = \frac{s_x^2}{s_y^2} \text{ com } s_x^2 > s_y^2 \quad (72)$$

Assim, pode se testar se duas amostras podem ser originárias de populações com a mesma variância, a partir da definição de um nível de significância para a estatística do teste F.

O valor de F calculado deve ser comparado com o valor crítico da distribuição F tabelado com $n_x - 1$ e $n_y - 1$ graus de liberdade. A hipótese de igualdade das variâncias das duas amostras é aceita, se o valor calculado for igual ou inferior ao valor tabelado.

Foi considerada como hipótese nula para o teste t de Student a não existência de uma diferença significativa entre as médias dos períodos de verão (Estação chuvosa) e inverno (Estação seca) e para o teste F de Snedecor a não existência de uma diferença significativa das variâncias dos períodos de verão (Estação chuvosa) e inverno (Estação seca). Os resultados dos testes são apresentados nas tabelas 23 e 24.

TABELA 23 ANÁLISE DOS LOGARITIMOS DAS VAZÕES SAZONAIS MÉDIAS MENSAIS UTILIZANDO O TESTE t DE STUDENT

Estação E320	Média	Desv. Padrão	Test t	Hipótese	n_x
Verão	7,3589	0,637	t = -3,79	Rejeita H_0	348
Inverno	7,546	0,699	$t_{crit} = 1,64$		348

TABELA 24 ANÁLISE DOS LOGARITIMOS DAS VAZÕES SAZONAIS MÉDIAS MENSAIS UTILIZANDO O TESTE F DE SNEDECOR

Estação E320	Média	Desv. Padrão	F	Hipótese	n_y
Inverno	7,3589	0,637	F=1,206	Rejeita H_0	348
Verão	7,546	0,699	Fcrit=1,18		348

Com n_x meses de Dezembro a Maio (verão) e n_y meses de junho a Novembro (inverno).

Pode se notar que tanto para o teste t de Student assim como o teste F de Snedecor a hipótese nula de não existência de uma diferença significativa entre as médias e variâncias dos períodos de verão e inverno foi rejeitada. Portanto pode se concluir que existe uma sazonalidade tanto na média como na variância.

Portanto, comprova-se uma sazonalidade nas cheias na bacia do Zambeze que vai desde Dezembro a Maio e de estiagem de Junho a Novembro através de testes estatísticos. O volume máximo em cada mês é calculado através de:

$$V_{max} \begin{cases} V_{util} - V_{esp} & \text{se } P_r(Q_{max} \text{ no mês} > Q_{rest}) \neq 0 \\ V_{util} & \text{se } P_r(Q_{max} \text{ no mês} \leq Q_{rest}) = 0 \end{cases} \quad (73)$$

A alocação sazonal do volume de espera, portanto, se concentra nos meses onde a vazão é maior que a vazão de restrição.

Para obter a probabilidade de ocorrência de vazões acima das vazões de restrição, foi realizada uma análise de frequência das vazões históricas mês a mês (apêndice 9). Na simulação foi alocado o volume de espera apenas nos meses com uma probabilidade não nula de ocorrência de vazões acima das vazões de restrição (Fevereiro, Março e Abril). Nos meses de Transição (Janeiro e Maio) o volume máximo é igual ao volume útil subtraído da metade do volume de espera. Nos demais meses

(Junho a Dezembro) não se considerou volume de espera sendo o volume máximo igual ao volume útil.

A tabela 25 apresenta o volume de espera considerado para os períodos de transição (Janeiro e Maio) que é a metade do volume de espera ($\text{m}^3\text{s}^{-1}\text{mês}$) considerado para os meses de Fevereiro, Março e Abril. Para os meses restantes ($P_r(Q_{max} \text{ no mês}) = 0$) foi considerado o volume útil máximo, ou seja não foi alocado volume de espera.

TABELA 25 - VOLUME DE ESPERA ($\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ mês}$) PARA VÁRIOS PERÍODOS DE RETORNO NOS MESES DE TRANSIÇÃO

$Q_r \backslash T_c$	2	5	10	20	50	100
8000	0	0	365,5	1058	2587,5	3881,5
9000	0	0	125	603	1708,5	2911
10000	0	0	33	262,5	1061,5	2036
11000	0	0	0,2	102	637,5	1307
12000	0	0	0	29	308	858
13000	0	0	0	0	142,5	485
14000	0	0	0	0	53,5	241,5
15000	0	0	0	0	9,5	116,5

A tabela 26 apresenta o volume útil ($\text{m}^3\text{s}^{-1}\text{mês}$) obtido pela diferença entre o volume útil máximo de Cahora Bassa ($\text{m}^3\text{s}^{-1}\text{mês}$) subtraindo o volume de espera apresentado na tabela 25.

TABELA 26 VOLUME ÚTIL ($\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ mês}$) PARA DIFERENTES VAZÕES DE RESTRIÇÃO E DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO CONSIDERANDO A SAZONALIDADE

$Q_r \backslash T_c$	10	20	50	100
8000	19421	18729	17199	15905
9000	19662	19183	18078	16876
10000	19754	19524	18725	17751
11000	19787	19685	19149	18480
12000	19787	19758	19479	18929
13000	19787	19787	19644	19302
14000	19787	19787	19733	19545
150000	19787	19787	19777	19670
∞	19786	19786	19786	19786

As energias garantidas obtidas na simulação e as respectivas vazões de restrição estão apresentadas nas tabelas (27 a 32 para queda líquida média constante e sazonalidade) a seguir e foram obtidas fixando uma probabilidade de falha (a ordenada da curva de frequência) ou equivalentemente um tempo de retorno. Onde Tr.C representa o período de retorno da cheia e Tr.E período de retorno da energia.

TABELA 27 ENERGIA GARANTIDA (MW_{méd}) COM SAZONALIDADE PARA Tr.E DE 20 ANOS

Tr.C \ Qr	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1716	1716	1716	1716	1715	1715	1714	1690	1688
50	1716	1716	1715	1715	1712	1705	1688	1665	1622
100	1716	1715	1714	1708	1695	1679	1652	1603	1547

TABELA 28 VAZÃO REGULARIZADA (m³ s⁻¹) COM SAZONALIDADE PARA Tr.E DE 20 ANOS

Tr.C \ Qr	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1935	1935	1935	1935	1935	1935	1934	1922	1905
50	1935	1935	1935	1935	1932	1924	1905	1879	1829
100	1935	1935	1933	1927	1913	1894	1864	1808	1745

TABELA 29 ENERGIA GARANTIDA (MW_{méd}) COM SAZONALIDADE PARA Tr.E DE 50 ANOS

Tr.C \ Qr	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1519	1519	1519	1519	1519	1518	1515	1485	1494
50	1519	1519	1519	1517	1514	1506	1494	1468	1432
100	1519	1517	1515	1510	1499	1484	1454	1418	1367

TABELA 30 – VAZÃO REGULARIZADA (m³ s⁻¹) COM SAZONALIDADE PARA Tr.E DE 50 ANOS

Tr.C \ Qr	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1714	1714	1714	1714	1713	1712	1709	1615	1638
50	1714	1714	1713	1711	1708	1699	1685	1656	1616
100	1714	1712	1709	1704	1691	1674	1640	1600	1543

TABELA 31 - ENERGIA GARANTIDA (MWméd) COM SAZONALIDADE PARA Tr.E DE 100 ANOS

Tr.C \ Qr	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1409	1409	1409	1409	1408	1407	1404	1392	1385
50	1409	1409	1408	1406	1403	1396	1385	1364	1325
100	1409	1406	1404	1400	1391	1377	1349	1310	1257

TABELA 32 - VAZÃO REGULARIZADA ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$) COM SAZONALIDADE PARA UM Tr.E DE 100 ANOS

Tr.C \ Qr	∞	15000	14000	13000	12000	11000	10000	9000	8000
20	1590	1590	1590	1590	1589	1587	1584	1563	1520
50	1590	1589	1589	1586	1583	1575	1562	1538	1495
100	1590	1587	1584	1580	1569	1554	1522	1478	1419

No geral a consideração de uma nova variável (sazonalidade) considerando ainda a queda média, e portanto alocando o volume de espera apenas nos meses com uma probabilidade de ocorrência de vazões máximas maiores que vazões de restrição diferente de zero ($P_r(Q_{max} \text{ no mês}) \neq 0$) resultou num decréscimo considerável da perda de energia por alocação do volume de espera para o controle de cheias. Como pode ser visto na figura 18.

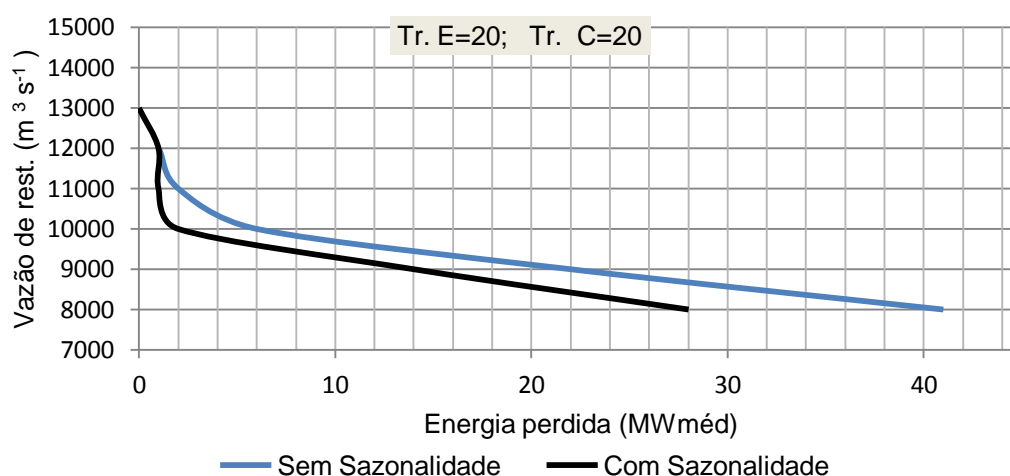


FIGURA 18 ENERGIA PERDIDA PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO DE 20 NOS PARA O CONTROLE DE CHEIAS E DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA. FONTE: O AUTOR (2014)

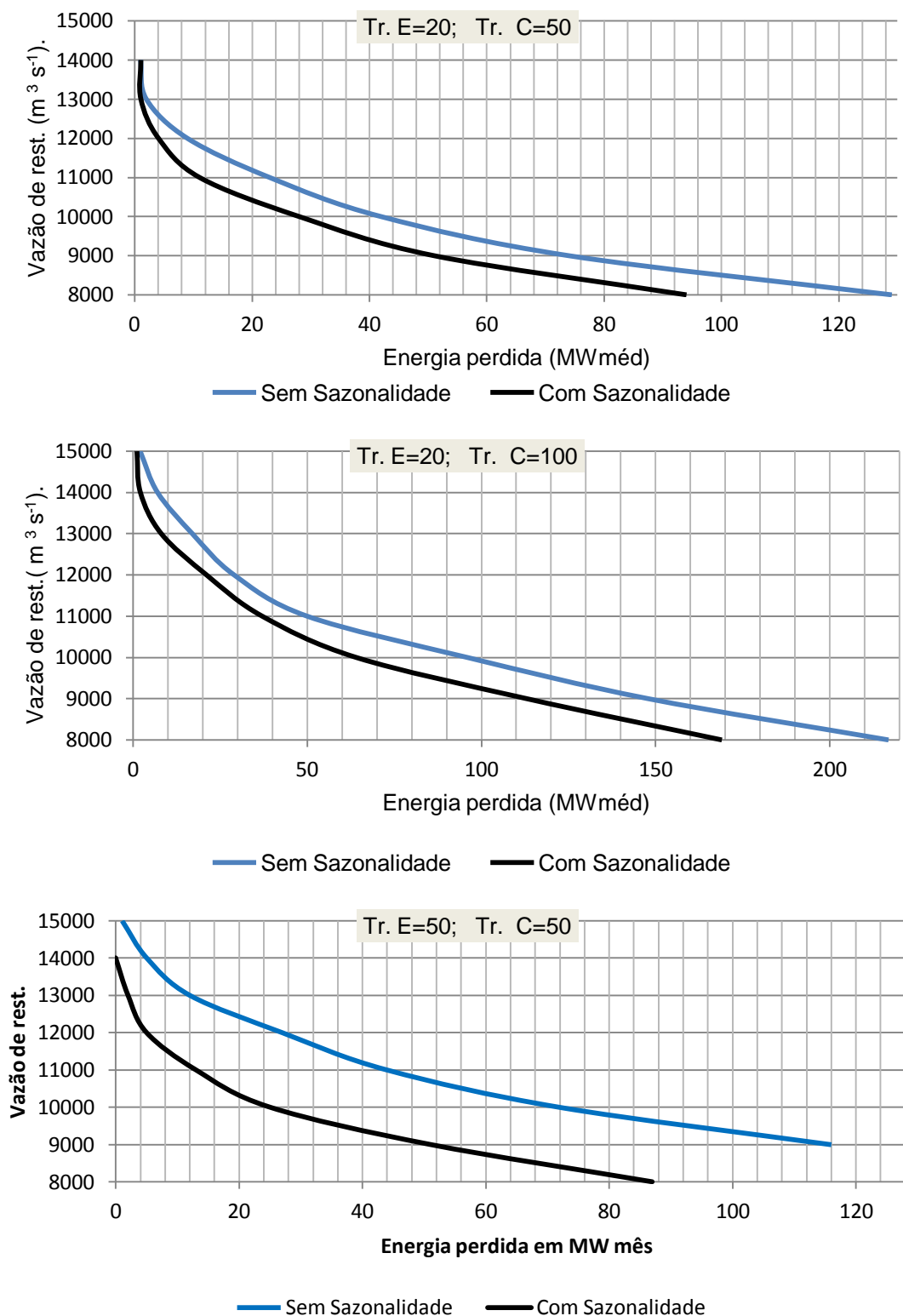


FIGURA 18 PERDIDA PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO DE 20 NOS PARA O CONTROLE DE CHEIAS E DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA. (CONTINUAÇÃO)
 FONTE: O AUTOR (2014)

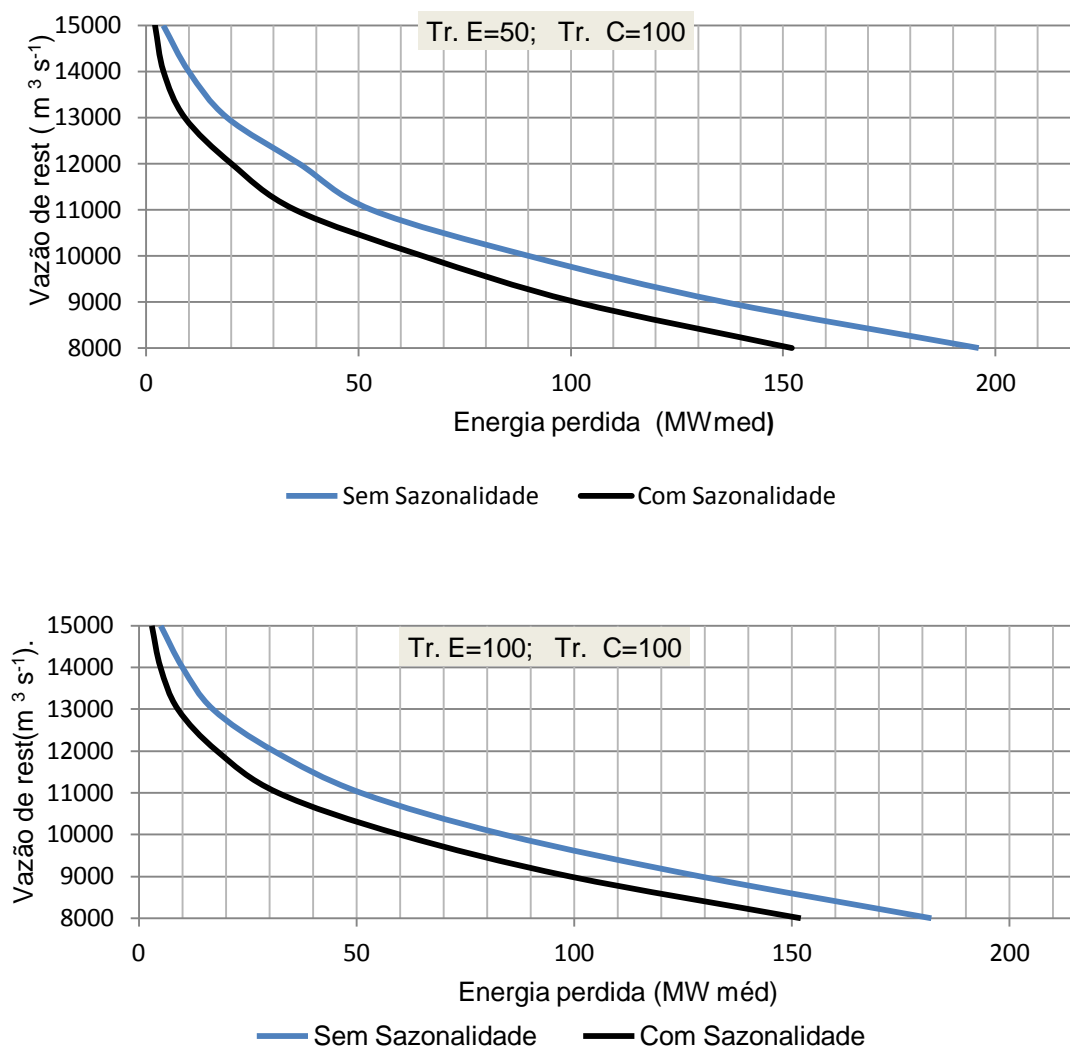


FIGURA 18 PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO DE 20 NOS PARA O CONTROLE DE CHEIAS E DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA (CONTINUAÇÃO).
FONTE: O AUTOR (2014)

Dos impactos energéticos decorrentes da alocação de volumes de espera para controle de cheias considerando volumes úteis e vazões máximas defluentes observou-se um decréscimo da energia garantida e, portanto um acréscimo no custo total de operação. Entretanto essa consideração também gera benefícios sociais tais como: o desenvolvimento econômico, a redução de perdas de vidas, prejuízo a propriedades e outros. E portanto para se obter um verdadeiro valor, o custo da perda de energia deve ser comparado a esses benefícios

Considerando ainda a queda média e uma nova variável (sazonalidade) observou-se no geral uma redução sigficativa da energia perdida. Para um período de retorno de 100 anos para as cheias e 50 anos para a energia (tabela 29) observou-se uma redução na perda na ordem de 2 MW_{méd} para a vazão de restrição de 15000 m³.s⁻¹; 4 MW_{méd} para 14000 m³.s⁻¹; 10 MW_{méd} para 13000; 20 MW_{méd} para 12000 m³.s⁻¹; 35 MW_{méd} para 11000 m³.s⁻¹; 65 MW_{méd} para 10000 m³.s⁻¹; 101 MW_{méd} para 9000 m³.s⁻¹ e finalmente 152 Mwmed para a vazão de restrição igual a 8000 m³.s⁻¹.

5.4 APERFEIÇOAMENTO DO MODELO DE SIMULAÇÃO USANDO A QUEDA VARIÁVEL.

Na realidade a queda da usina varia com o nível do reservatório e portanto as mesmas vazões podem resultar em energias diferentes. Neste contexto, com o objetivo de melhorar a precisão do modelo para a determinação da energia garantida foi feito uma simulação considerando a queda da usina variável em função do volume acumulado.

Neste caso primeiro foi necessário estabelecer uma relação entre a queda líquida e o volume $H_L = f(V)$:

Onde:
$$H_L = Z_R - Z_J - h_p \quad (74)$$

Com:

Z_R Cota do reservatório $Z_R = f(V)$;

Z_J Cota de restituição considerada constante;

h_p Perdas de carga $[h_p = p(Z_r - Z_j)]$;

A partir dai obtém-se a produtividade variável em função do volume.

$$K(V) = gH_L * \eta / 1000 \quad \text{MWm}^{-3}\text{s} \quad (75)$$

Adotou-se no neste caso $\eta = 0,90$ e $g=9,81\text{ms}^{-2}$

Os respectivos resultados da relação $Z_R = f(V)$ e $H_L = f(V)$ para a barragem de Cahora Bassa estão apresentados nas figuras 19 e 20 consecutivamente.

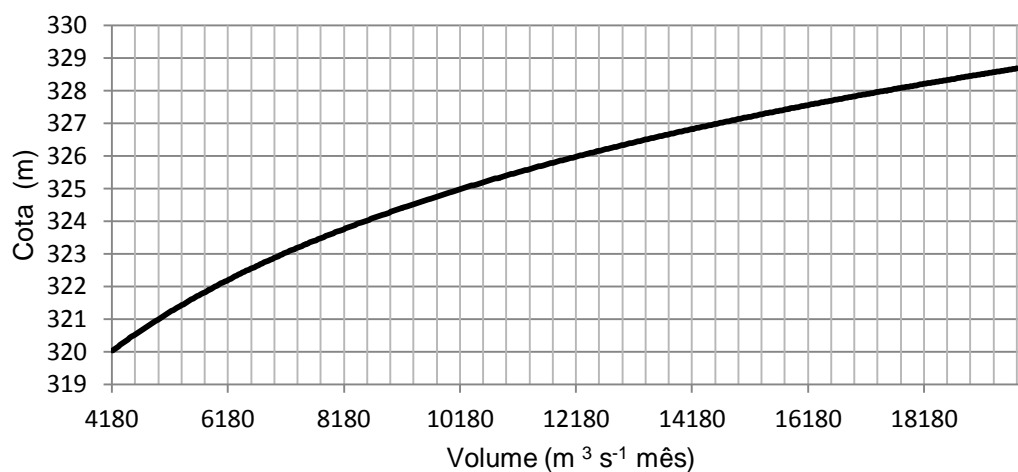


FIGURA 19 – CURVA COTA VOLUME PARA O RESERVATÓRIO DE CAHORA BASSA

FONTE: O AUTOR (2014)

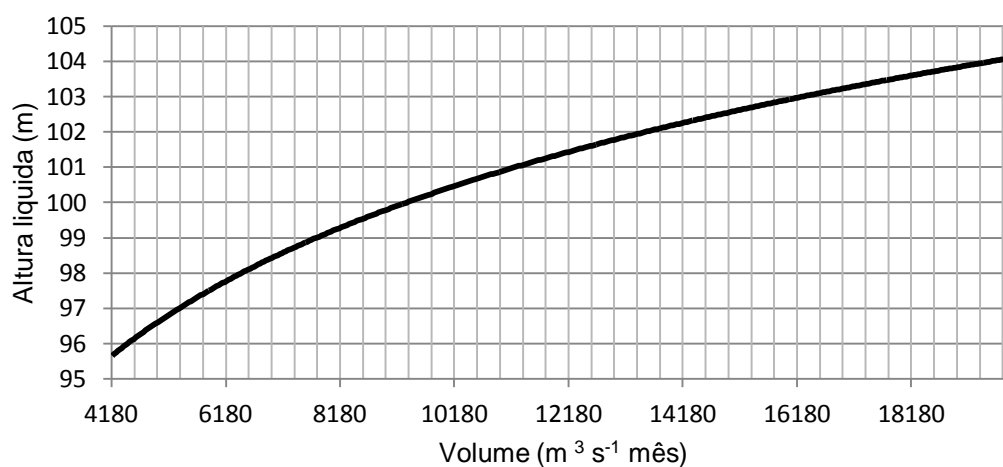


FIGURA 20 – CURVA DO VOLUME ÚTIL EM RELAÇÃO A ALTURA LIQUIDA DO RESERVATÓRIO DE CAHORA BASSA

FONTE: O AUTOR (2014)

5.4.1 Confiabilidade da Energia gerada

A confiabilidade é a válida de forma estatística e mantida constante, e pode ser expressa pelo tempo de retorno $T_r = \frac{1}{1-(1-p_n)^{1/n}}$, onde o P_n é a probabilidade de falha em n anos (FILL e GROSZEWICZ, 1989).

Inicialmente para as 1000 séries geradas foram computadas as probabilidades de falha para diferentes combinações de energia gerada e vazões de restrição, para os 50 anos de extensão de cada série usando a aproximação da frequência relativa.

Para cada série sintética:

$$V(0) = V_{max} \quad ;$$

$$\text{para } t = 1, 2, \dots, N \quad (76)$$

$$Q_T = \min \left\{ \begin{array}{l} E/K(t-1) \\ Q_{max} \end{array} \right. \quad (77)$$

$$K(t-1) = f[V(t-1)]$$

$$V(t) = \min \left\{ \begin{array}{l} V(t-1) - Q_T + Q_{aflu} \\ V_{max} \end{array} \right. \quad (78)$$

Se $V(t) < 0$ a série é deficitária e $n_F = n_F + 1$ passa para a série seguinte.

onde:

V_{max} Armazenamento máximo (MW. mês);

V_0 Armazenamento inicial no período (MW. mês);

$Q_{aflu}(t)$ Vazão afluenta no mês t ($m^3 s^{-1}$);

Q_T	vazão turbinada (m^3s^{-1});
V_t	Armazenamento no instante t (m^3s^{-1} mês);
E_T	Energia demandada constante (MW. médio);
Q_{max}	Engolimento máximo das turbinas (m^3s^{-1});
n_F	número de séries com falhas;

A razão entre o número de séries deficitárias (n_F) e o número total de séries (1000) é uma estimativa de probabilidade de falha.

As probabilidades de falha foram convertidas em tempo de retorno permitindo o traçado das curvas $Tr = f(Q_{rest})$ para diferentes valores da energia demandada. Estas curvas são apresentadas nas figuras 21 a 23.

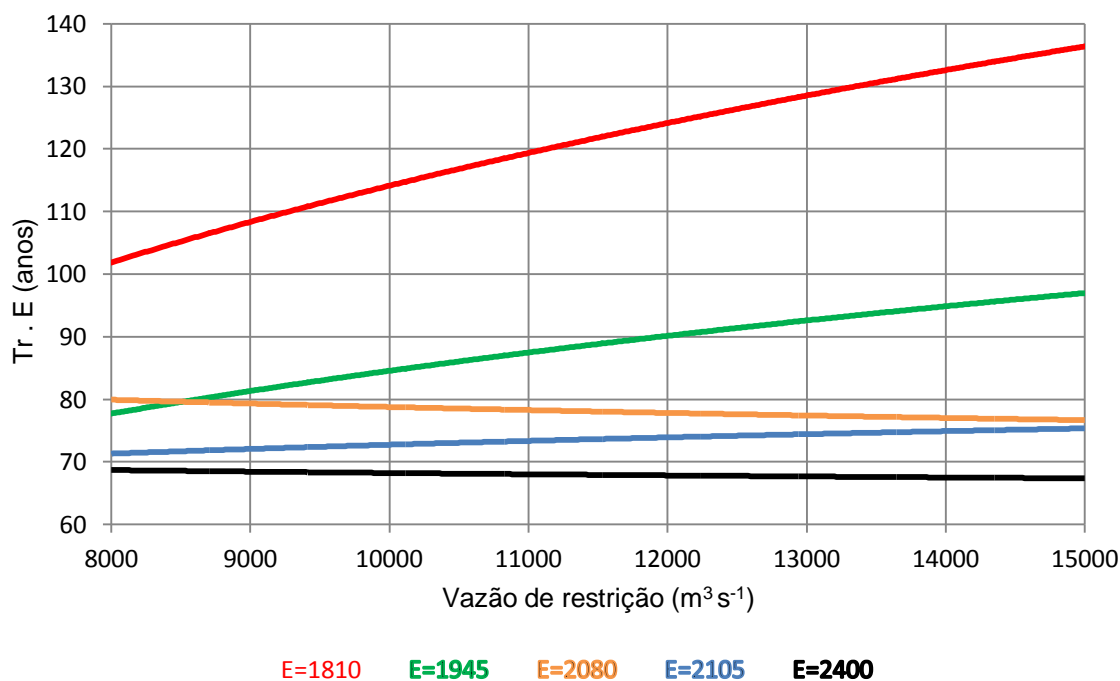


FIGURA 21 – CURVA DO Tr PARA VÁRIAS ENERGIAS E VÁRIAS VAZÕES DE RESTRIÇÃO PARA UMA CHEIA DE 20 ANOS DE PERÍODO DE RETORNO.

FONTE: O AUTOR (2014)

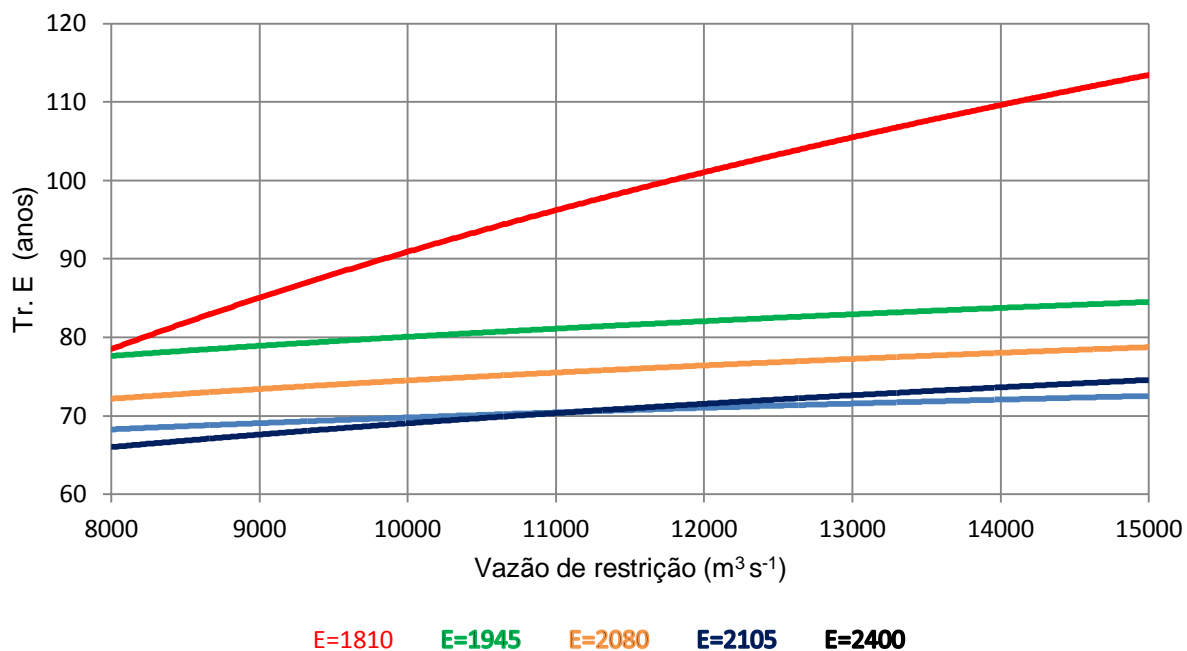


FIGURA 22 – CURVA DO Tr PARA VÁRIAS ENERGIAS E VÁRIAS VAZÕES DE RESTRIÇÃO PARA UMA CHEIA DE 50 ANOS DE Tr

FONTE: O AUTOR (2014)

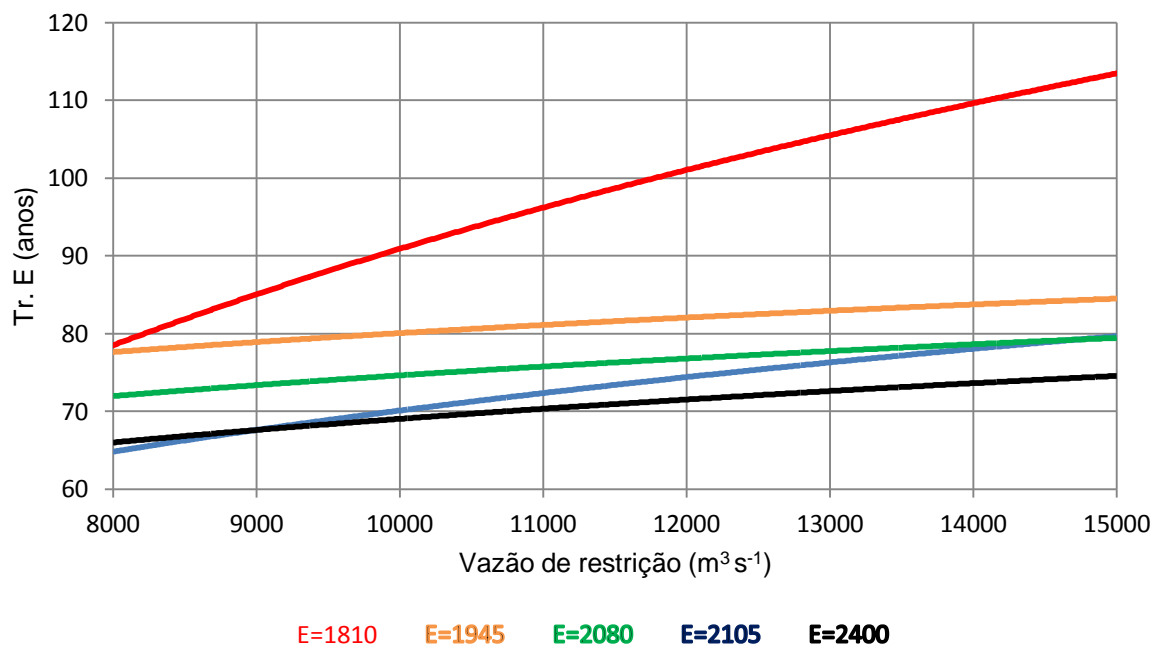


FIGURA 23 – CURVA DO Tr PARA VÁRIAS ENERGIAS E VÁRIAS VAZÕES DE RESTRIÇÃO PARA UMA CHEIA DE 100 ANOS DE Tr

FONTE: O AUTOR (2014)

Com base nas figuras 21 a 23, e fixando um período de retorno para a energia e um período de retorno da cheia determinou-se a energia perdida para o caso da queda líquida variável com sazonalidade e fez se uma comparação para as três diferentes análises consideradas neste trabalho (queda líquida média sem sazonalidade, queda líquida média com sazonalidade e queda variável com sazonalidade) e considerando diferentes vazões de restrição. A figura 24 mostra o resultado para $Tr.C=Tr.E=100$ anos.

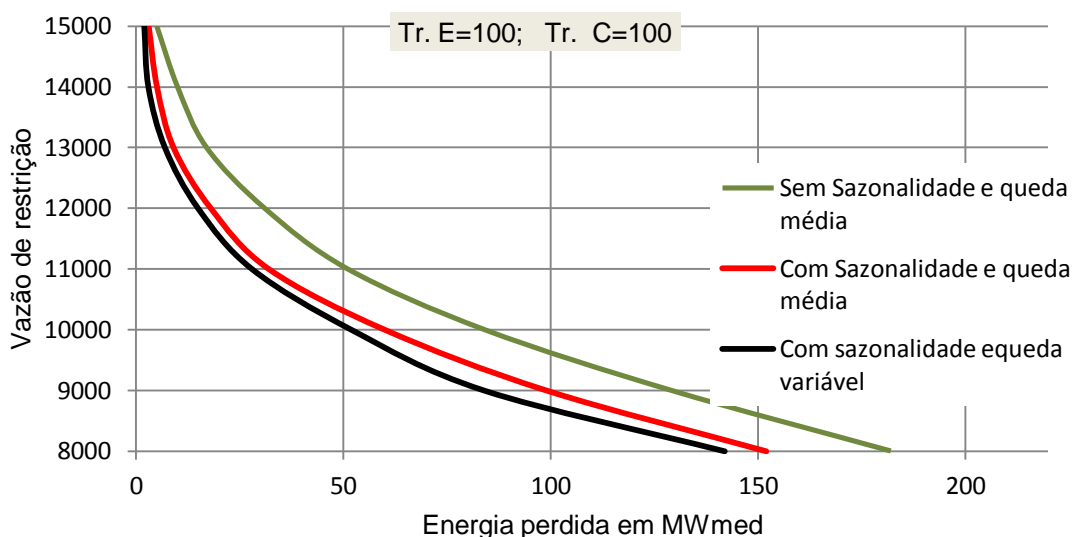


FIGURA 24 – COMPARAÇÃO DAS CURVAS DA ENERGIA PERDIDA PARA UM $Tr.E=100$ ANOS E $Tr.C=100$ PARA AS TRÊS DIFERENTES ANÁLISES.

FONTE: O AUTOR (2014)

Para um período de retorno fixo de energia, a energia perdida aumenta a medida que se vai aumentando o período de retorno da cheia e vai diminuindo a medida que se aumenta a vazão de restrição. Essa perda considerando o mesmo período de retorno de 100 anos para energia e para cheias para as três considerações analisadas neste trabalho é menor quando se considera a sazonalidade e a queda líquida variável e pode variar de 2 MWmed para uma vazão de restrição de $15000 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$ a 142 MWmed para uma vazão de restrição igual $8000 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$.

Para o caso do modelo mais simples (queda média e sem sazonalidade) os valores seriam 182 MWmed e 5 MWmed respectivamente.

5.5 CURVA DE REGULARIZAÇÃO

Para a determinação da vazão regularizada, as séries sintéticas geradas foram simuladas para cada armazenamento. As Figuras 25, 26, 27 e 28 apresentam o resultado para as vazões regularizadas resultantes destas simulações no caso da consideração da queda média assim como a queda líquida média e a sazonalidade. Verifica-se um ganho da vazão regularizada ou seja da energia garantida quando se considera a simulação com queda média e a sazonalidade comparativamente com a consideração apenas da queda média.

Apoiando-se dos valores das energias firmes apresentadas nas tabelas 11 a 16 para a queda líquida média da usina e 27 a 32 para a queda líquida média e sazonalidade foi obtida uma relação para um determinado período de retorno, onde para cada armazenamento existe uma energia garantida e vazão regularizada e assim construíram-se as curvas de regularização a seguir apresentadas.

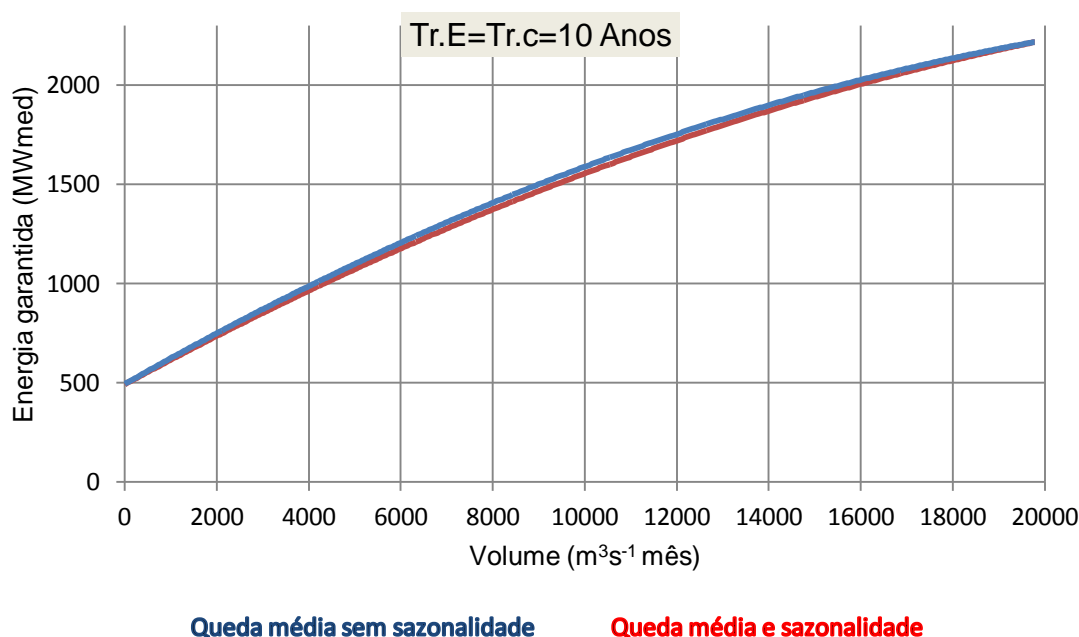
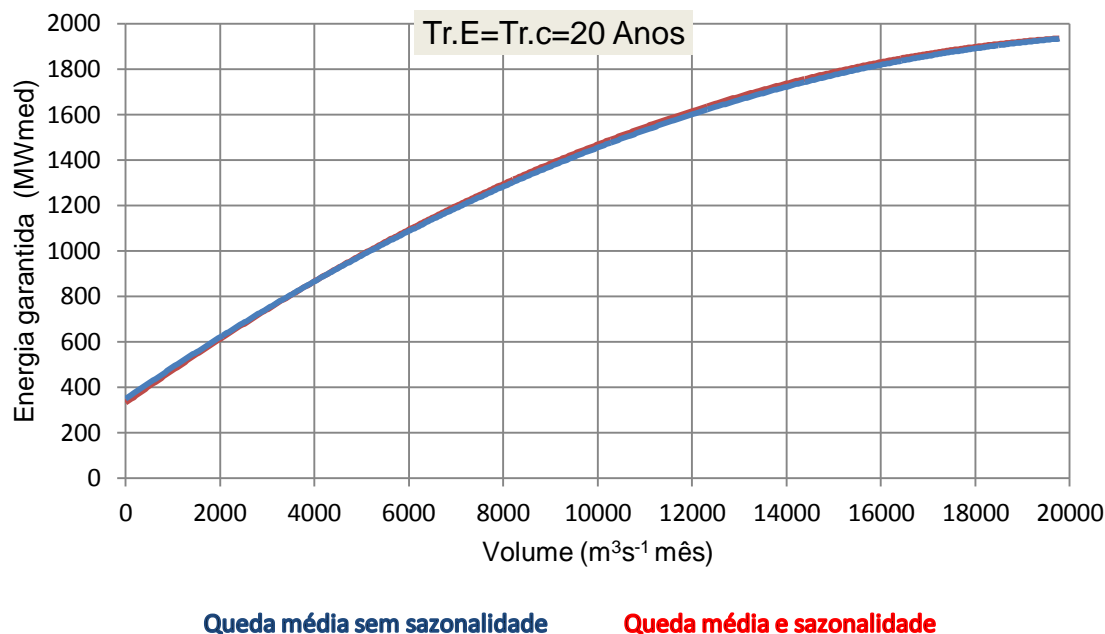
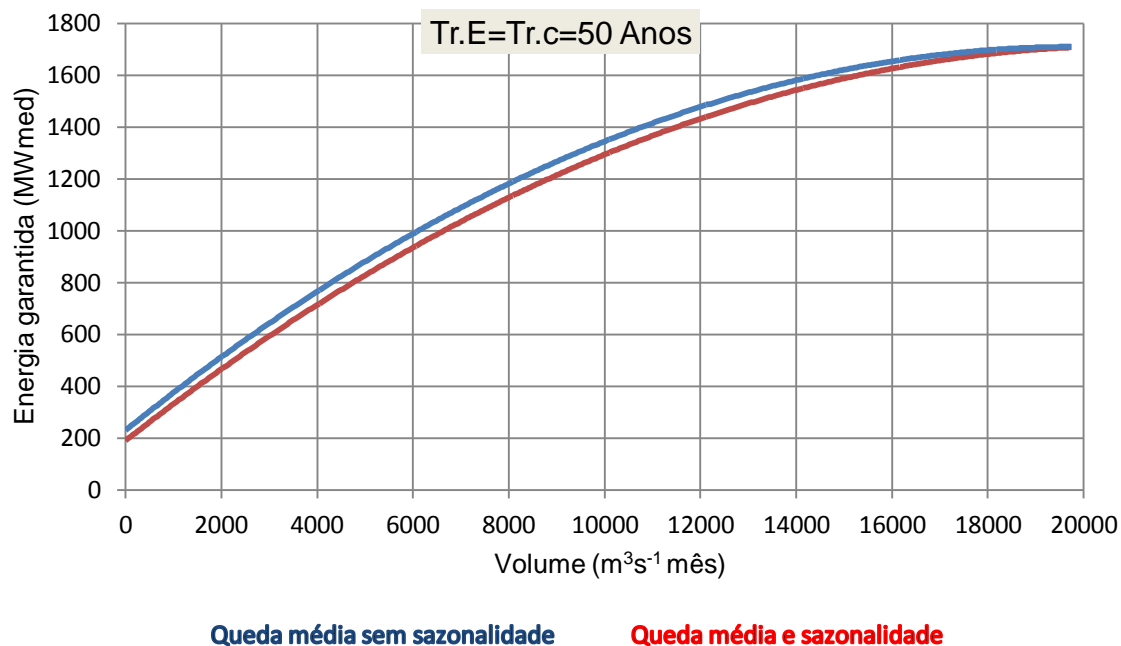


FIGURA 25 CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA Tr.E=Tr.C=10 ANOS

FONTE: O AUTOR (2014)

FIGURA 26 CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA $\text{Tr.E}=\text{Tr.c}=20$ ANOS

FONTE: O AUTOR (2014)

FIGURA 27 CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA DIFERENTES $\text{Tr.E}=\text{Tr.c}=50$ ANOS

FONTE: O AUTOR (2014)

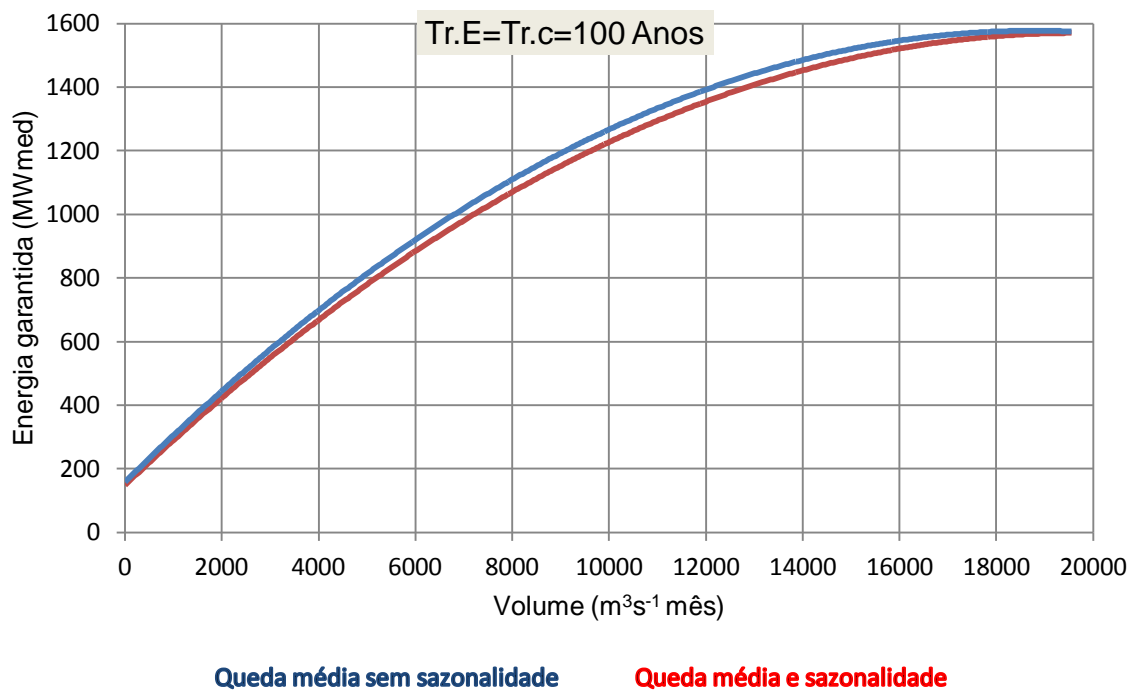


FIGURA 28 CURVAS DE REGULARIZAÇÃO PARA Tr.E=Tr.c=100 ANOS

FONTE: O AUTOR (2014)

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

De acordo com os resultados obtidos neste estudo, concluiu-se que:

- A vazão máxima na bacia do Zambeze em Cahora Bassa para diferentes períodos de retorno (2 a 10000 anos) em análise nesta pesquisa varia de $5210 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ a $30200 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$.
- A distribuição de Gumbel seguida pela distribuição Generalizada de Valores Extremos (GEV) apresentou o melhor ajuste utilizando o teste de Kolmogorov Smirnov.
- Entre as distribuições de Gumbel, Log-Normal III, Log-Person III, Exponencial (II) e GEV, nenhuma foi rejeitada na estimação da vazão máxima local na bacia de Zambeze em Cahora Bassa com 95% de confiabilidade.
- O método utilizado no processo de geração das séries sintéticas de vazões afluentes na barragem de Cahora Bassa mostrou-se adequado para a geração das séries sintéticas. Verificou-se que a distribuição Log-Normal de dois parâmetros mostrou-se uma adequada escolha de distribuição de probabilidade para o processo de geração das séries sintéticas de vazões anuais.
- Para a avaliação dos impactos energéticos decorrentes da alocação de volumes de espera para controle de cheias concluiu-se que, ocorre um decréscimo da energia garantida variável para cada risco e cada vazão de restrição
- Com base nos resultados apresentados, conclui-se que a perda de energia garantida depende dos tempos de recorrência da cheia e da energia assim como da vazão de restrição. Considerando um período de retorno de 100 anos para as cheias e 50 anos para a energia garantida, observa-se uma tendência de acréscimo na perda de energia para uma redução na vazão de restrição sendo de 4 MWméd para a vazão de restrição de $15000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ e 196 MWméd para a vazão de restrição igual a $8000 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$.

- Na análise da sazonalidade na bacia do Zambeze a hipótese nula de não existência de uma diferença significativa entre as médias e as variâncias dos períodos de verão e inverno foi rejeitada.
- A consideração da sazonalidade na alocação do volume de espera considerando apenas os meses com probabilidade de ocorrência de vazões máximas maiores que vazões de restrição resulta num decréscimo considerável da perda de energia. Considerando na simulação a queda líquida variável resulta uma adicional redução na perda de energia garantida.
- As perdas de energia garantida para $Tr.E=Tr.C=100$ anos para os diferentes casos de simulação se apresentam como: para vazão de restrição de $15000 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ 5 MWmed para queda média sem sazonalidade e 3 MWméd para queda média com sazonalidade, 2 MWméd para queda média variável com sazonalidade. Para a vazão de restrição de $8000 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ os valores são: 182,152 e 142 MWméd respectivamente.
- Para um prosseguimento da pesquisa sugere-se alguns tópicos que merecem ser pesquisados para um melhor entendimento do conflito entre a geração de energia e o controle de cheia em reservatórios de usinas hidrelétricas:
 - 1) Estender o estudo para outras regiões buscando uma melhor generalização do problema.
 - 2) Estudar a alocação de volumes de espera em uma cascata de reservatórios.
 - 3) Verificar o efeito sobre a energia garantida usando outros métodos de alocação de volumes de espera (e.g. métodos das trajetórias críticas) e volume de espera em tempo real considerando um bom sistema de previsão de vazões.

7 REFERÊNCIAS

BARTH, F. T., PONPEU, C. T., FILL, H. D., TUCCI, C. E. M., KELMAN, J., BRGA, B. P. F., Flávio Terra. et al. **Modelos para gerenciamento de recursos hídricos**.Cap. 4. São Paulo: Nobel: ABRH, 1987.

BRAVO, J. M.; COLLISCHONN, W.; PILAR, J. V.; SILVA, B. C. DA; TUCCI, C. E. M. **Operação de um reservatório com múltiplos usos com base na previsão de curto prazo de vazão**. Revista Brasileira de Energia , v. 11 no. 2, p. 1–15, 2001.

BEEK, E. G., STEIN, A. e JANSSEN, L. L. .F. **Spatial variability and interpolation of daily precipitation amount**.Stochasstic Hydrology and Hydraulics. 6:304–320. 1992

BEILFUSS, R.D.; CHILUNDO, A.; ISAACMAN, A.; MULWAFU. W.**The Impact of Hydrological Changes on Subsistence Productions Systems and Socio-Cultural Values in the Lower Zambezi Delta**. Program for the sustainable management of Cahora Bassa Dam and the Lower Zambezi Valley, Working Paper no. 6, 2002.

BEILFUSS R.D., DOS SANTOS D. **Patterns of hydrological change in the Zambezi Delta, Mozambique**. Working paper #2, Program for the sustainable Management of Cahora Bassa Dam and the Lower Zambezi Valley, 2001.

CANAMBRA- CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS. **Power Study of South Central Brazil**. App. XV, Rio de Janeiro, 1966.

CANAMBRA -CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS. **Power study of South Brazil**.App XVII. Curitiba, 1969.

CEPEL-Centro de pesquisas de energia elétrica. **Manual de inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas MME**, Brasília. 2007

CENTRO DE HIDRÁULICA E HIDROLOGIA PROF. PARIGOT DE SOUZA – CEHPAR – **Revisão e extensão de séries fluviométricas de estações de interesse energético da região Sul do Brasil. Projeto HG-38**. Relatório Final. Curitiba, 1979.

CHOW, V.T., MAIDMENT D.R. AND MAYS L.W., **Applied Hydrology**, McGraw-Hill, New York, 1988.

COELHO FILHO, J. A. P. **Metodologia de curvas envoltórias probabilísticas para a estimação de cheias de projeto em bacias hidrográficas não monitoradas no estado de Minas Gerais** dissertação, Belo Horizonte, 2010

DNA- DIREÇÃO NACIONAL DE ÁGUAS. **Base de dados de bacias hidrográficas de Moçambique**. 2011

DNA- DIRECÇÃO NACIONAL DE AGUA. **Estrategia Nacional de Assistencia de Recursos Hidricos para Moçambique.** 2004,2007.

EDM- ELECTRICIDADE DE MOÇAMBIQUE. **Energia bruta per capita**, 2004 a 2008.Gabinete de planeamento/Source: Electricity of Mozambique, planning office. 2009.

ELETROBRÁS. Centrais Elétricas Brasileiras S. A. **Metodologia para Regionalização de Vazões.** Rio de Janeiro, 1985.

ELSEBAIE,I. H., **Developing rainfall intensity–duration– frequency relationship for two regions in Saudi Arabia.** Journal of King Saud University – Engineering Sciences. Vol. 2. No 1, pp. 7-16, 2001.

FILL, H. D.; GROSZEWICZ, R. C. **Distribuição do déficit em sistemas hidrelétricos com racionamento preventivo.** In: Simpósio Brasileiro de recursos hídricos, 8., Foz do Iguaçu, PR. Anais: ABRH, 1989.

FILL, H. D. **O Método da energia natural como técnica de simulação em estudos energéticos.** Revista Técnica do Instituto de Engenharia do Paraná, Curitiba, v. 20, p. 38-44. 1980.

FILL, H. D.; GROSZEWICZ. R. **Validação de um modelo simplificado de avaliação de risco.** In: Simpósio Brasileiro de recursos hídricos, 7., Salvador, BA. Anais. São Paulo: ABRH,1987.

FILL, H. D.; PÉRICO, G. **Importância dos reservatórios de regularização em sistemas hidrelétricos,** Revista tecnica do IEP, Curitiba, PR, v. 4, pp. 33-37. 2012.

FILL, H. D.; PÉRICO, G. **Avaliação do risco associado à energia firme de um sistema hidrelétrico,** xx Simposio Brasileiro dos recursos Hidricos,no 20,Anais,Bento Gonçalves 2013.

FILL, H. D. **Notas de aula da disciplina de Hidrologia Estocástica.** UFPR, DHS. Curitiba, 2000.

FILL, H. D. **Improving Flood Quantile Estimates Using Regional Information.** Tese (Doutorado em Civil & Environmental Engineering) – Cornell University, Ithaca, New York, 1994.

FILL, H. D. **Regionalizations of flood parameters by leear regression, term paper econometrics II,** Canell University, Ithaca (1991)

FILLBEN, J. J. **The probability correlation coeficient test for normality.** Technometrics. v. 17, n. 1, p. 111-117, 1975

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. A. F. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Universitária – Universidade Federal Fluminense, 1990.

FRANK, B. Uma história das enchentes e seus ensinamentos.in: FRANK, B.; PINHEIRO, A. (Org.) **Enchentes na bacia do rio Itajaí: 20 anos de experiência**. Blumenau: Edifurb, 2003.

GODIM, J. **O controle de cheias e a gestão dos recursos hídricos** , Rio de janeiro 2010.

GOMIDE, F. L. S. **Range and deficit analysis using Markov chains**, Hydrology Papers, v. 4, n. 79, Colorado State University, Fort Collins, CO, 1975.

GOMIDE, F. L. S. **Teoria estocástica dos reservatórios aplicada ao planejamento de sistemas hidrelétricos**. Tese (Títular), Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal do Paraná. Curitiba: 1986.

GREENWOOD, J. A., LANDWEHR, J. M., MATALAS, N.C. AND WALLIS, J.R.. **Probability Weigghted Moments: Definition and relation to Parameters of several distributios expressible** in inverse form, Water Resour. Res.vol. 15, no 5. pp 373.1979

GROSZEWICZ, R. C.; KAVISKI, E.; ILLICH, I.; MACHADO, J. F. P. **Avaliação de três métodos de desagregação de afluências**. In: Simpósio Brasileiro de recursos hídricos. Rio de Janeiro, RJ. Anais. Rio de Janeiro: ABRH, 1991.

HAAN, C. T. **Statistical Methods in Hydrology**. Iowa State University. Press, Iowa, 1977.

HAZEN, A. Storage to be provide in impounding reservoirs for Municipal water supply.**Transactions American Society of Civil Engineers**, v. 77, p. 1539-1640, 1914.

HISDAL, H.; TVEITO, O. E. **Generation of runoff series at ungauged locations using empirical orthogonal functions in combination with kriging**. Stochastic Hydrology and Hydraulics, v. 6, n. 4, p. 255–269, 1992. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/BF01581620>>. .

HOGUANE, A.M. **Shrimp abundance and river runoff in Sofala Bank - The rule of Zambezi**. Paper presented in the workshop on sustainable use of the Cahora Bassa Dam, Songo, Mozambique, 29 September to 2 October 1997.

HOSKING, J. R. M., L-moments: **analysis and estimation of distributions using linear combinations of order statistics**. Journal of the Royal Statistical Society, vol. 2.no 1. Pp 105-124, 1990.

HOSKING, J. R. M. **The theory of probability weighted moments**. Research Report RC12210, IBM Research Division, Yorktown Heights, N.Y. 1986.

HOSKING J.R.M.; WALLIS J.R.; e WOOD E.F. **Estimation of the Generalized Extreme Value distribution by the method of probability-weighted Moments**. Technometrics. vol.27. no 3. 1985.

HOSKING J.R.M.; WALLIS J.R. **Regional Frequency Analysis Using L-moments**, Invited paper in Symposium on Regionalization in Hydraulic Engineering: Saving a threatened Resource- In Search of Solutions, ASCE Water forum 1992, Batimore, Maryland, August, 1992.

Hosking, J.R.M. WALLIS J.R. **Regional Frequency Analysis**, Cambridge University Press, Cambridje, 1997.

HURST, H. E. **Long-term storage capacity of reservoirs**. Trans. Am. Soc.Civ. Engrs., v. 116, p. 770-779, 1951.

JESSEN, G.; SILVA, H. **Gestão Hidrológica da Albufeira de Cahora Bassa em Periodos críticos (Cheias e Secas)** 5º congresso luso-Moçambique de engenharia, songo-Mocambique, setembro 2008.

KAVISKI, E. (1992). **“Métodos de regionalização de eventos e parâmetros hidrológicos”**, 296f. Dissertação de mestrado. Setor de tecnologia, Universidade Federal do Paraná. p. 78-84, p.125-130. Curitiba, 1992.

KELMAN, J., **Modelos para Gerenciamento de Recursos Hídricos**, Cap IV: Modelos Estocásticos, NOBEL, São Paulo, 1987.

KLEMES, V. **Physically based stochastic hydrologic analysis**. Advances of hydroscience, n. 11, Academic Press, 1978.

KITE, G. H. **Frequency and risk analyses in hydrology**. Fort Collins, Water Resources Publications, pp.224. 1978.

KROLL, C. N., AND STEDINGER, J. R. **Regional hydrologic analysis: Ordinary and generalized least squares revisited**, Water Resour Systems Planning and Analysis. Volume 34, no 1, pp 121–128, January 1998.

LOUCKS, D. P.; STEDINGER, J. R.; HAITH, D. A. **Water Resource Systems Planning and Analysis**. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1981.

LLOYD, E. H. **What is, and what is not, a Markov chain?** Journal of Hydrology, v. 22, p. 1-28, 1974.

LLOYD, E. H.; ODOOM, S. **Probability theory of reservoirs with seasonal inputs.** Journal of Hydrology, v. 2, p. 1-10, 1964.

MANNICH, M.; KAVISKI, E.; MINE, M.R.M. **Regularização de vazões intra-anual: Comparação de Métodos** In: XIX Congresso Brasileiro de Recursos Hídricos, Maceió. Anais do XIX Congresso Brasileiro de Recursos Hídricos. ABRH, 2011.

MARTINS C.A. DA S., ULIANA E. M., REIS E. F., **Estimativa da vazão e da precipitação máxima utilizando modelos probabilísticos na bacia hidrográfica do rio benevente.** ENCICLOPÉDIA BIOSFERA, Centro Científico Conhecer - Goiânia, vol.7, N.13; 2011

MARTINS, CAMILA APARECIDA; ULIANA, E. M. R. E. F. **Estimativa da vazão e da precipitação probabilísticas na bacia hidrográfica do rio benevente.** enciclopédia biosfera, Centro Científico Conhecer - Goiânia , v. 7, p. 1130–1142, 2011.

MEJIA, J. M. E ROUSSELLE, j., **Disaggregation models in hydrology resiseted,** Water Resour.Res.,vol 12. No2. Pp 185-186,1976.

MICOA- MINISTERIO DA COORDENAÇÃO DA ACÇÃO AMBIENTAL. **Relatório Sobre o Estado do Ambiente em Moçambique.** 2001.

MINE, M. R. M. (1998). **Método determinístico para minimizar o conflito entre gerar energia e controlar cheias.** Tese (Doutorado em Engenharia de Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental) 146 f – UFRGS - Porto Alegre.

MIYAMOTO, A., VENTURA FILHO, A. **Modelos Computacionais utilizados no planejamento de geração de energia elétrica no Brasil.** Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1982.

MORAN, P. A. P. **A probability theory of dams and storage systems.** Australian Journal of Application Science, v. 5, p. 116-124, 1954.

NAGHETTINI, M.; PINTO, E. J. A. **Hidrologia Estatística.** 1a ed. Belo Horizonte: CPRM – Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais – Superintendência Regional de Belo Horizonte, 2007.

NEIRA, KATIA L. **Curvas de Regularização para Reservatórios Parcialmente Cheios e Confiabilidade Constante.** Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia. Curitiba. 2005.

NIPPON KOEI e HIDROÉLECTRICA de C. B., **Estudo do impacto Sócio – Ambiental.** Projeto Cahora Bassa Central Norte, Fevereiro de 2012.

ONS-Operador Nacional do Sistema Eléctrico RE3/195/2007: **Plano Anual de Prevenção de Cheias** – Ciclo 2007/2008, Rio de Janeiro. (SETEMBRO), 2007.

ONU- ORGANIZACION DE LAS NACIONES UNIDAS , **Água para todos, Água para la vida , informe de las naciones unidas sobre El desarrollo de los recursos hídricos em El mundo**,Madrid,2003

PAPOULIS, A. **Probability, Random Variables, and Stochastic Processes**, McGraw-Hill, New York, 1991.

PEGRAM, G. G. S.; SALAS J. D.; BOES, D. C.; YEVJEVICH, V. **Stochastic properties of water storage**. Hydrology papers, v. 4, n. 100, Colorado State University, Fort Collins, 1980.

PÉRICO, GUILHERME. **Avaliação Estocástica dos Efeitos de reservatórios na expansão de um sistema hidrelétrico**. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia. Curitiba. 2012.

PINTO, N. L. S., HOLTZ, A. C. T., MARTINS, J. A, GOMIDE, F. L. S., **Hidrologia Básica**, Edgard Blucher, 1976.

PRESS, W. et al. **Numerical recipes in Pascal: The art of scientific computing**. Cambridge: University Press, 1989.

RAUPP, I.P., 2008, **Minimização do Conflito entre a Geração de Energia Elétrica e o Controle de Cheias no Planejamento da Operação de Reservatórios**, Dissertação de M.Sc., COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

RAUPP, I.P., COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., 2008, **Uso da Previsão de Vazões para Minimização do Conflito entre a Geração de Energia Elétrica e o Controle de Cheias no Planejamento da Operação de Reservatórios**, II Simpósio de Recursos Hídricos do Sul- Sudeste, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Outubro.

REIS, B. e Liska,E. **Comparação dos métodos de verificação do ajuste da distribuição Gumbel a dados extremos** In: XIX Congresso de pós-graduação da UFLA, 2010.

RIPPL, W. The capacity of storage reservoir for water supply. **Proceedings Institution of Civil Engineers**, v. 71, p. 270-278, 1883.

SILVA F., J., SILVA H. S., E GUALE R. J., **Monitoramento Ambiental da Albufeira de Cahora Bassa**. 7º SILUSBA -Simpósio de Hidráulica e Recursos Hídricos dos Países de Língua Oficial Portuguesa - Évora, Portugal – 30 de Maio a 2 de Junho de 2005

SILVA, E. L., **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**, Sagra-Luzzatto, 2001.

SILVA, H. S., **Reflexões Sobre Aspectos Físicos, Sociais, Económicos e Ambientais da Bacia do Zambeze**, Edição HCB, 2007.

SILVEIRA, A. L. L., **Simulação hidrológica estocástica**. Apostila da disciplina de Séries temporais hidrológicas e ecológicas. PPG-IPH. Porto Alegre.2000.

STEDINGER J. R. and G. D. TASKER, **Reginal Hydrologic Analysis 1. Ordinary, Weighted least Squares Compared**, Water Resours. Res. vol. 34, no. 1,pp 121–128, 1985.

STEDINGER J. R. and R. M. VOGEL and E. f. GEORGIU, **Frequency Analysis of extreme vents,in Handbook of Hydrology**, chapter 18, Mc Graw Hill, New York,1993.

SUDLER, C. E. **Storage required for the regulation of streamflow**. Transactions American Socitety of Civil Engineers, v.91, p. 622-660, 1927.

SVANIDZE G. G. **Mathematical modeling of hydrologic series**, Water Resources Publications, USA, 1980.

TABIOS, G.Q. e SALAS, J. D. A, **Comparative Analysis of techniques For Spatial interpolation of precipitation**. 1985

THA, D.; SEAGER, D. **Analise estendida do custo- beneficio para adocao de vazao ecologica em Mocambique: compartilhando o rio zambeze: IPEA- intituto de pesquisa economica aplicada-ppp-planejamento e politicas publicas-,Brasil,2013**

THOMAS, D. M. and M. A. BENSON, **Generalizationof streamflow characteristics from Drainage-basin characteristics**, USGS Water supply paper 1975, US Govt. Printing office, Washington DC, 1970.

TROGER, F. H. GONDIM; F^o, J. G. C.; NOBREGA, M. T.; SUGAI, M.V.B. (2004). **Verificação da estacionaridade das series anuais de vazões naturais das usinas hidrelétricas de três Marias e sobradinho**. In anais de IIV Simpósio de recursos Hídricos do nordeste, São Luiz MA. Nov/Dez.

TUCCI, C. E. M. **Hidrologia: ciência e aplicação**. 2. ed. Porto Alegre, RG: UFRGS, 2001.

TUCCI, C. E. M., **Regionalização de vazões**. Editora da Universidade. UFRGS. 1aedição. Porto Alegre. 2002.

UNCCD - convenção das nações unidas de combate a desertificação nos países da CPLP, **Relatório nacional da consultoria de Moçambique**.(2009).

UTIP, JOINT VENTURE LI-EDF-KP, **Mepanda Uncua and Cahora Bassa North Project, Preliminary Report on Meteorology, Hydrology and Sediment Transport**, Maputo, 1999. Wikipedia.

VALENCIA, D. R.; SCHAAKE, J. C. A **disaggregation model for time series and synthesis**. Cambridge, 1972.

VALENCIA, D. R.; SCHAAKE, J. C. A **Disaggregation processes in stochastic hydrology**, Water Resour.Res., vol. 9, no 3, pp 580-585,1993.

VOGEL, R. M., **Correction to the Probability Plot Correlation coeficien test for the Normal, Lognormal, and Gumbel Distributional Hypotheses**, Water Resour.Res. vol. 23. No 10. Pp113. 2013.

VOGEL, R. M., **The Probability Plot correlation coefficient test for normal, lognormal and Gumbel distributional hypotheses**, Water Resour. Res. Vol 22. No4. pp 587-590,1986.

WOLFRAM, C. D., **Electricity Markets: Should the rest of the World adopt the UK reforms?** 1999. Disponível em: <http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/pwp069.pdf> Acesso em: 24 de Mar. 2014

YEVJEVICH, V. M. **The application of surplus, déficit and range and hydrology**. Hydrology papers, v. 1, n. 10, Colorado State University, Fort Collins, CO, 1965.

8 APÊNDICES

APÊNDICE 1 – SÉRIE HISTÓRICA DE VAZÕES MÉDIAS MENSAIS DE 1955/2012

ESTAÇÃO HIDROMÉTRICA E-320

Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1955	5209	7984	7131	4622	3984	5214	2247	1476	1016	756	670	978
1956	2628	5543	6970	7409	5876	5214	3365	2326	1835	1343	1081	1990
1957	3980	5385	7599	6867	4160	2843	2040	1553	1077	950	678	961
1958	4314	12058	13036	7014	4206	2679	1659	956.7	618.7	484	458	600
1959	1214	3183	3817	980.7	644.9	546.5	482	406.1	297.9	261	255	1710
1960	814.8	1288	1729	853	560.2	525.2	466.1	378.6	291.1	241	220	323
1961	1423	2039	3182	1780	1211	1087	1060	1027	297.9	695	551	1013
1962	3631	5821	4648	5028	2572	1672	1493	1317	1191	979	790	2184
1963	4819	8145	9176	7530	5543	2761	2183	1720	916.5	2520	5501	5435
1964	6883	7929	3295	1881	1534	1416	1308	1166	916.5	811	819	1064
1965	3066	4815	3027	15065	1781	1424	1173	1072	974.8	954	889	2641
1966	4586	2881	3314	1511	3221	1365	3353	2879	1730	425	794	1062
1967	1722	2215	5073	3674	2881	2843	1416	1119	1077	983	1009	1240
1968	2334	5201	6404	5477	1724	1329	1163	1082	959	1552	846	2145
1969	6205	7898	5541	5302	5458	5031	3919	4398	3268	2915	2696	2640
1970	3625	6155	4814	4843	3456	2235	1806	1806	1738	1548	1553	1359
1971	3797	6227	5606	4758	2074	2116	1692	1672	1392	1394	1392	1612
1972	2433	3553	4993	2212	1811	1725	1428	1571	1456	1351	1379	1446
1973	1923	1455	2496	1921	1538	1510	1532	1508	1528	1531	1577	1935
1974	3954	6573	7836	7168	5962	2877	1815	1554	1337	1322	1355	1575
1975	1707	339.4	3994	6552	3303	3182	4510	2109	1816	1629	1666	2088
1976	1791	1968	2059	3674	2372	4765	4527	703.6	424.6	579	579	3412
1977	5465	2572	2107	1430	1058	669.1	1896	2194	2294	1849	1868	2440
1978	2279	4386	8646	6580	6160	5221	1016	1133	1133	2071	3612	2471
1979	2002	942.2	1158	854.1	1104	2086	2947	1385	1557	1667	1529	2360
1980	3191	1238	1671	2622	3149	1979	1592	1310	1410	1941	1848	2175
1981	2733	3851	5047	1395	2398	3147	2805	1864	2008	2191	3231	4093
1982	2672	1847	1182	1275	1526	1356	1442	1409	1399	1435	1576	1379
1983	1439	1733	1398	1195	1184	1123	1601	1631	1604	1616	1561	1265
1984	1300	1433	1391	943.4	942.5	1088	1197	1190	1210	1199	1618	2254
1985	3371	4036	985.6	878.4	724	1965	2712	2549	2140	1076	1084	2262
1986	3513	5002	2025	1287	1178	1150	1107	1625	2476	2549	1661	2190
1987	2094	1557	1122	680.6	656.8	659.9	720.8	770.3	738.7	1098	1471	1510
1988	1177	1499	1802	1449	1380	1324	1527	1588	1563	1549	1513	1799
1989	1722	6015	3863	1379	1189	1697	1754	1730	1445	2513	4108	2078
1990	2740	3483	1439	1008	950.2	992.3	1132	1071	1105	1421	1454	1419
1991	1618	1692	1388	1262	1035	694.2	898.2	682.7	681	835	1475	1579
1992	1552	1342	740.9	684.6	712.5	748.3	731	754.2	753.6	735	875	885
1993	1835	1861	1887	1698	1642	1726	1687	1716	1198	683	695	1151
1994	1108	1526	1268	634.2	671.1	645.7	680.2	755	755.1	782	1280	827
1995	1153	986.2	768.4	969	880.9	1086	1122	1223	1114	1057	918	1212
1996	1064	2705	2403	1630	1105	1080	1047	1057	1042	1094	1147	1454

Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1997	2927	3521	699.6	1161	1144	1081	963.3	578.3	482	1754	1772	2055
1998	3024	2687	1615	1230	1022	977.3	915.3	1564	1492	1437	1404	1149
1999	1948	2907	3330	2467	1558	1164	1564	1035	1648	1553	1658	2033
2000	1834	2057	2253	1289	1203	1327	1174	1446	1548	1512	1793	2412
2001	3764	6752	1386	5437	3532	3327	2999	1674	1803	1696	1072	971
2002	1320	1607	1386	1220	1085	1118	1142	1114	1057	1240	1104	1238
2003	1642	1607	1779	1457	1028	998.7	1301	1126	1025	1517	1604	1685
2004	1639	1507	2091	1893	1934	1576	1605	1642	1540	1608	1604	1962
2005	2872	1662	1395	1413	1451	1462	1919	1471	1541	1589	1553	1493
2006	2063	1610	3047	2039	1624	1674	1645	1697	2175	2218	2293	1924
2007	2796	5669	2024	1747	1624	1573	1660	1983	2231	2062	2225	3081
2008	6127	3933	1647	1951	2087	1874	2004	1981	1986	1847	1978	3375
2009	2916	2095	2117	2083	1801	1726	1733	1648	2035	2035	1492	1466
2010	1446	1909	4341	4253	3859	4161	3038	1148	1511	1508	1276	3385
2011	2428	5382	2001	2478	794.5	2125	1051	1069	825.9	1124	1744	2389
2012	1773	2154	1289	1634	1331	1413	1343	1127	1139	1148	1190	1600
media	2700	3542	3283	2926	2114	1938	1729	1444	1342	1387	1501	1870
min	814.8	942.2	699.6	634.2	560.2	525.2	466.1	406.1	291.1	241	220	323
max	6883	8145	13036	15065	6160	5214	4527	4398	3268	2915	4108	5435

APÊNDICE 2– SÉRIE HISTÓRICA DE VAZÕES MÉDIAS ANUAIS DE 1955/2012

ESTAÇÃO HIDROMÉTRICA E-320

Ano	Vazão ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)	Ano	Vazão ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)
1955	3385	1990	1397
1956	3708	1991	1030
1957	3118	1992	803
1958	3969	1993	1268
1959	1129	1994	804
1960	623	1995	964
1961	1235	1996	1307
1962	2545	1997	1364
1963	4229	1998	1426
1964	2350	1999	1767
1965	2999	2000	1505
1966	2194	2001	2779
1967	2020	2002	1127
1968	2318	2003	1264
1969	4381	2004	1583
1970	2782	2005	1522
1971	2695	2006	1810
1972	1998	2007	2204
1973	1573	2008	2401
1974	3498	2009	1805
1975	2602	2010	2547
1976	2190	2011	1806
1977	1998	2012	1329
1978	3425		
1979	1308		
1980	1856		
1981	2628		
1982	1410		
1983	1316		
1984	1179		
1985	1892		
1986	2008		
1987	967		
1988	1388		
1989	2115		

APÊNDICE 3– SÉRIE HISTÓRICA DE VAZÕES MÁXIMAS DIÁRIAS DE 1955/2012

ESTAÇÃO HIDROMÉTRICA E-320

Ano	Vazão ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)	Ano	Vazão ($\text{m}^3 \text{s}^{-1}$)
1955	3268	1990	5950,6
1956	16748	1991	2826
1957	10068	1992	2506
1958	4017,9	1993	8745
1959	10606	1994	4861
1960	10046	1995	1996,3
1961	10492	1996	1871,8
1962	18867	1997	2333,6
1963	7263,8	1998	1914,8
1964	2672,1	1999	3117,9
1965	3916,4	2000	4283,7
1966	5502,9	2001	5870
1967	10752	2002	4881,2
1968	10044	2003	4855
1969	7768	2004	4489
1970	10046	2005	10984
1971	7182	2006	2629,5
1972	7151,6	2007	3167,8
1973	9019,3	2008	2973,4
1974	7674,5	2009	4152,9
1975	8538,3	2010	1820
1976	7203,8	2011	9596,2
1977	3361,2	2012	11597
1978	9925,1		
1979	6789		
1980	7257		
1981	6968		
1982	14379		
1983	5867,7		
1984	5762,6		
1985	7207,1		
1986	3999		
1987	2726,9		
1988	3200		
1989	7297		

APÊNDICE 4– PROGRAMA EM MATLAB GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS DE VAZÕES ESTATÍSTICAS DA SÉRIE HISTÓRICA 1955/2012

```

close all
clear all
%% Input
numeros=1000;
%% Konstanten
x1=rand(numeros/2,1);
x2=rand(numeros/2,1);
y1=zeros(numeros/2,1);
y2=zeros(numeros/2,1);
z0=zeros(numeros/2,1);
z1=zeros(numeros/2,1);
z2=zeros(numeros/2,1);
vaz1=zeros(numeros/2,1);
vaz2=zeros(numeros/2,1);
ro=0.91;
sigma=0.44;
mu=7.51;
%% Berechnung
for i=1:1:numeros/2;
    y1(i,1)=sqrt(-2*log(x1(i,1)))*cos(2*pi*x2(i,1));
    y2(i,1)=sqrt(-2*log(x2(i,1)))*sin(2*pi*x1(i,1));
    z1(i,1)=ro*z0(i,1)+sqrt(1-ro^2)*y1(i,1);
    z2(i,1)=ro*z1(i,1)+sqrt(1-ro^2)*y2(i,1);
    vaz1(i,1)=exp(z1(i,1)*sigma+mu);
    vaz2(i,1)=exp(z2(i,1)*sigma+mu);
end
%% Ausgabe
p = '/home/Luki/Uni/Felix/'; % Pfad der Ausgabedatei
f = 'numeros_e_resultados.txt'; % Name der Ausgabedatei
fid = fopen([p f], 'w');
fprintf(fid, '%s\n', 'x1');
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%3.10f\n', x1);
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%s\n', '-----');
fprintf(fid, '%s\n', 'x2');
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%3.10f\n', x2);
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%s\n', '-----');
fprintf(fid, '%s\n', 'y1');
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%3.10f\n', y1);
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%s\n', '-----');
fprintf(fid, '%s\n', 'y2');

```

```

fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%3.10f\n', y2);
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%s\n', '-----');
fprintf(fid, '%s\n', 'z1');
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%3.10f\n', z1);
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%s\n', '-----');
fprintf(fid, '%s\n', 'z2');
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%3.10f\n', z2);
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%s\n', '-----');
fprintf(fid, '%s\n', 'vaz1');
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%10.10f\n', vaz1);
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%s\n', '-----');
fprintf(fid, '%s\n', 'vaz2');
fprintf(fid, '%s\n', '');
fprintf(fid, '%10.10f\n', vaz2);
fclose(fid);

```

APÊNDICE 5– PROGRAMA EM MATLAB
SIMULADOR DAS SÉRIES SINTÉTICAS DE VAZÕES GERADAS
A PARTIR DAS ESTATÍSTICAS DA SÉRIE HISTÓRICA 1955/2012

```
function [Q_star] = simulador(Q,AMAX)
%SIMULADOR simula séries sintéticas geradas

Q_star=mean(Q);          %Inicial Value of Q

[N,lixo] = size(Q);

        %Number of Values of Q (-> 600)

A(1)=AMAX;
t=2;

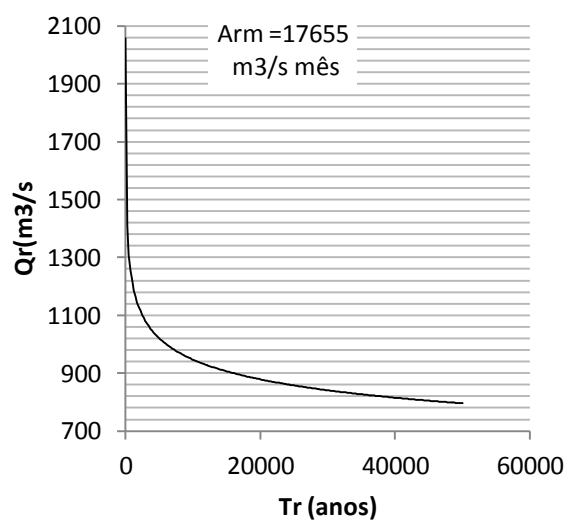
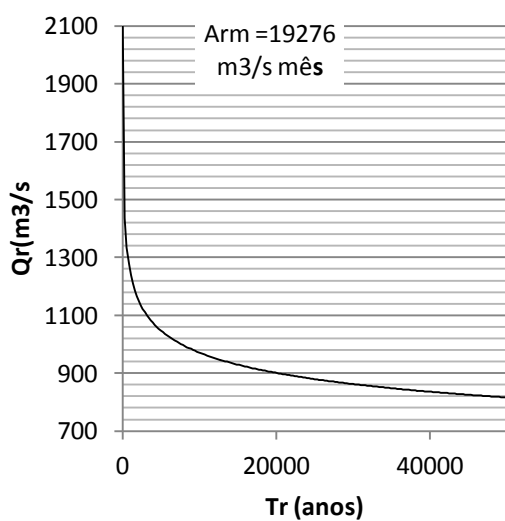
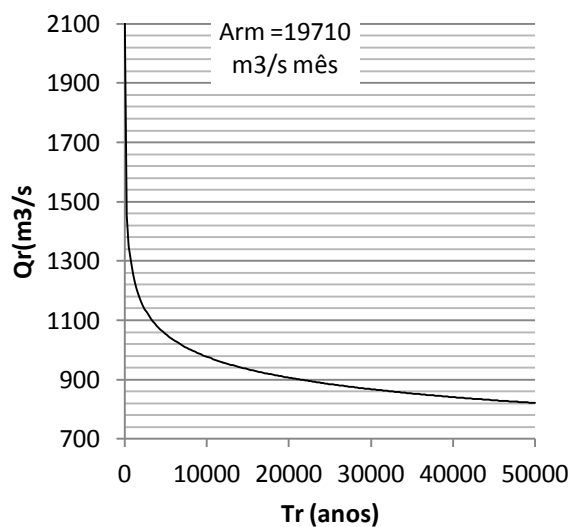
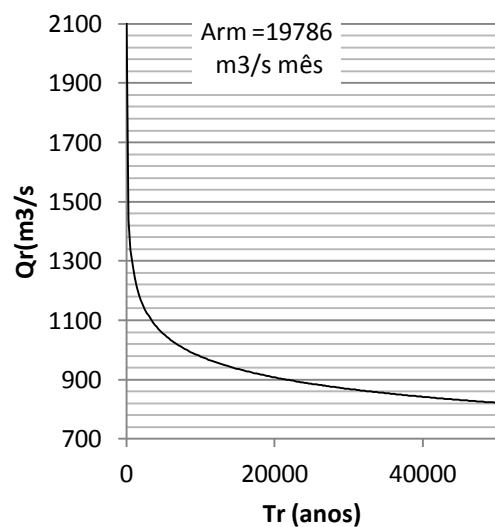
while t <= 601;
    n=0;
    tf = false;
    while (t <= 601 && tf==false);
        A(t) = min( A(t-1) - Q_star + Q(t-1),AMAX );
        if A(t) == AMAX;
            n=0;
        else
            n=n+1;
        end
        if (t <= 600 && A(t) < -0.01);
            Q_star = Q_star + A(t)/n;
            tf = true;
            t=2;
        else
            t = t+1;
        end
    end
end
end
end
```

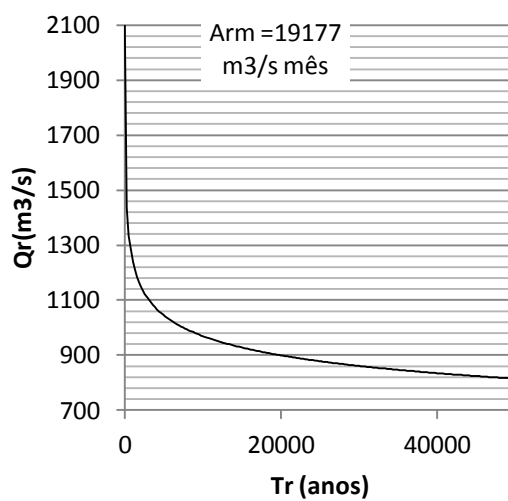
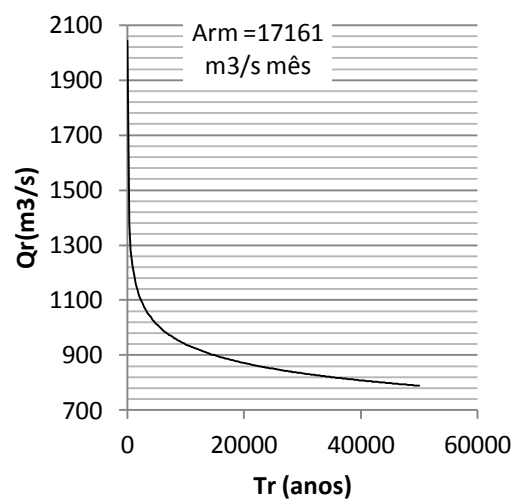
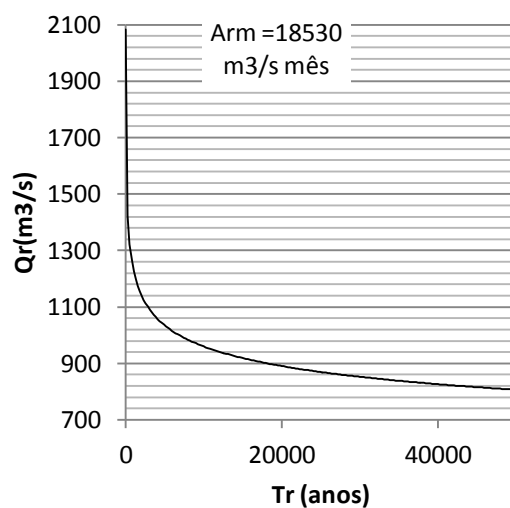
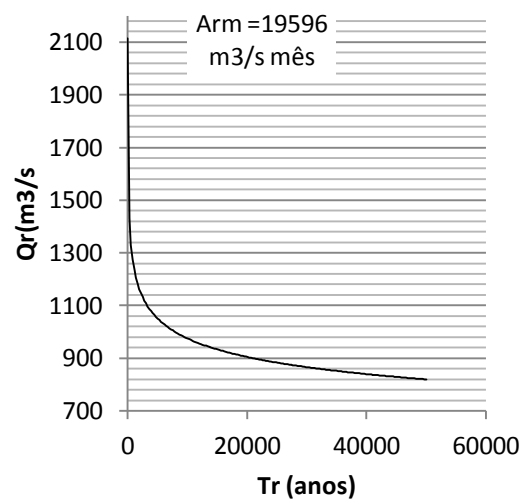
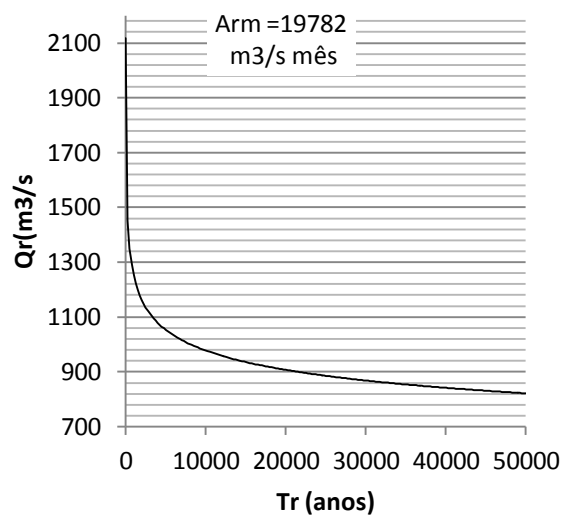
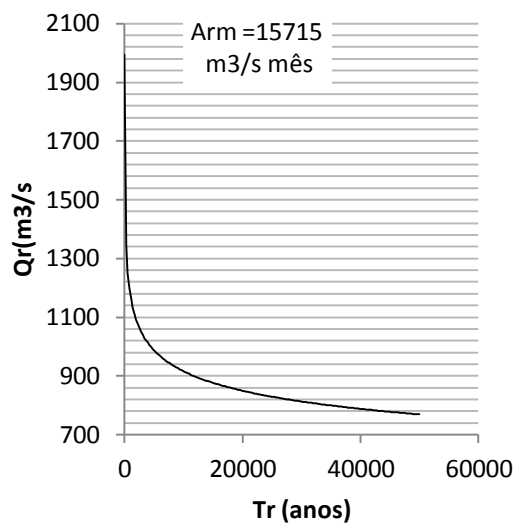
APÊNDICE 6– COEFICIENTES DE DESAGREGAÇÃO
SÉRIE HISTÓRICA 1955/2012

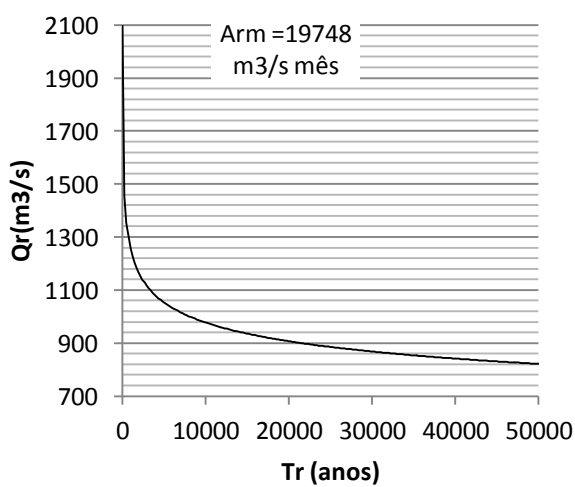
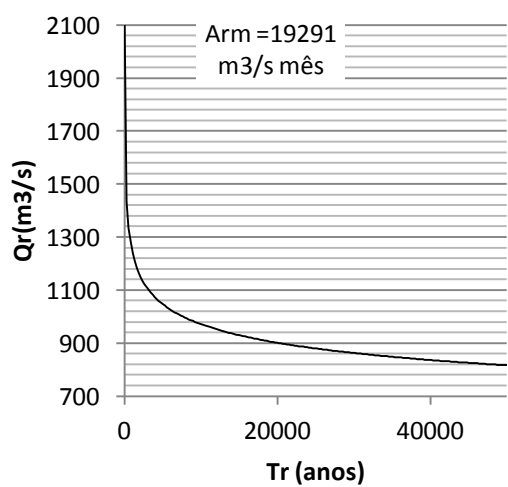
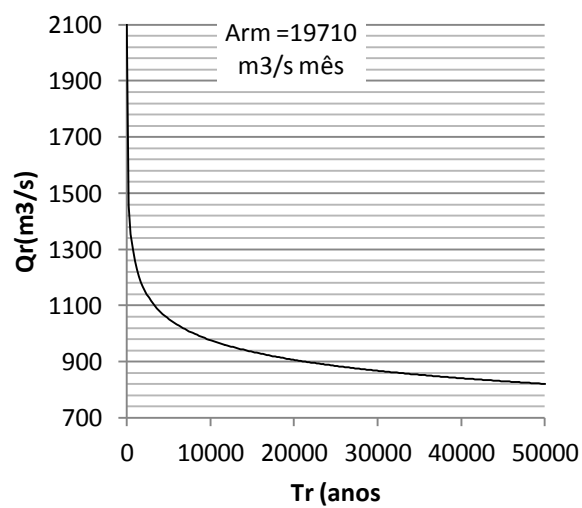
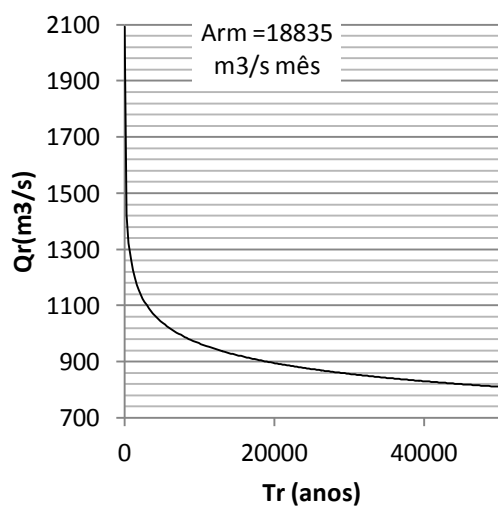
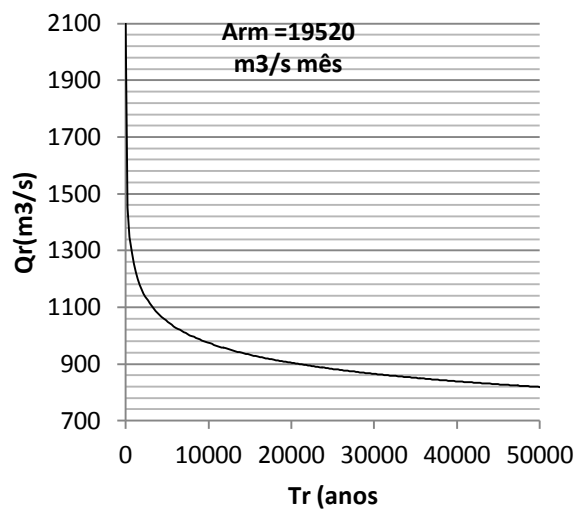
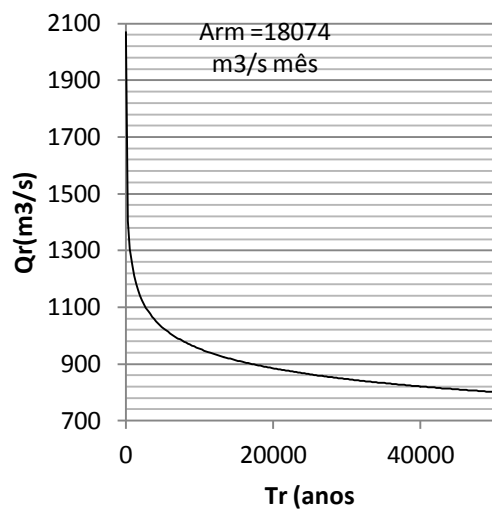
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1955	1,51	2,32	2,07	1,34	1,16	1,52	0,65	0,43	0,30	0,22	0,19	0,28
1956	0,69	1,46	1,84	1,95	1,55	1,37	0,89	0,61	0,48	0,35	0,28	0,52
1957	1,25	1,70	2,39	2,16	1,31	0,90	0,64	0,49	0,34	0,30	0,21	0,30
1958	1,08	3,01	3,25	1,75	1,05	0,67	0,41	0,24	0,15	0,12	0,11	0,15
1959	1,06	2,77	3,32	0,85	0,56	0,48	0,42	0,35	0,26	0,23	0,22	1,49
1960	1,27	2,01	2,70	1,33	0,87	0,82	0,73	0,59	0,45	0,38	0,34	0,50
1961	1,11	1,59	2,49	1,39	0,95	0,85	0,83	0,80	0,23	0,54	0,43	0,79
1962	1,39	2,23	1,78	1,93	0,99	0,64	0,57	0,50	0,46	0,38	0,30	0,84
1963	1,03	1,74	1,96	1,61	1,18	0,59	0,47	0,37	0,20	0,54	1,17	1,16
1964	2,85	3,28	1,36	0,78	0,63	0,59	0,54	0,48	0,38	0,34	0,34	0,44
1965	1,00	1,57	0,99	4,90	0,58	0,46	0,38	0,35	0,32	0,31	0,29	0,86
1966	2,03	1,27	1,47	0,67	1,43	0,60	1,48	1,27	0,77	0,19	0,35	0,47
1967	0,82	1,05	2,41	1,75	1,37	1,35	0,67	0,53	0,51	0,47	0,48	0,59
1968	0,93	2,07	2,54	2,18	0,68	0,53	0,46	0,43	0,38	0,62	0,34	0,85
1969	1,35	1,71	1,20	1,15	1,18	1,09	0,85	0,95	0,71	0,63	0,59	0,57
1970	1,25	2,11	1,65	1,66	1,19	0,77	0,62	0,62	0,60	0,53	0,53	0,47
1971	1,35	2,22	1,99	1,69	0,74	0,75	0,60	0,59	0,50	0,50	0,50	0,57
1972	1,15	1,68	2,36	1,05	0,86	0,82	0,68	0,74	0,69	0,64	0,65	0,68
1973	1,13	0,85	1,46	1,13	0,90	0,89	0,90	0,88	0,90	0,90	0,93	1,14
1974	1,10	1,82	2,17	1,99	1,65	0,80	0,50	0,43	0,37	0,37	0,38	0,44
1975	0,62	0,12	1,46	2,39	1,20	1,16	1,65	0,77	0,66	0,59	0,61	0,76
1976	0,80	0,88	0,92	1,64	1,06	2,13	2,02	0,31	0,19	0,26	0,26	1,52
1977	2,54	1,19	0,98	0,66	0,49	0,31	0,88	1,02	1,07	0,86	0,87	1,13
1978	0,61	1,18	2,32	1,77	1,65	1,40	0,27	0,30	0,30	0,56	0,97	0,66
1979	1,23	0,58	0,71	0,52	0,68	1,28	1,81	0,85	0,95	1,02	0,94	1,45
1980	1,59	0,62	0,83	1,30	1,57	0,98	0,79	0,65	0,70	0,97	0,92	1,08
1981	0,94	1,33	1,74	0,48	0,83	1,09	0,97	0,64	0,69	0,76	1,12	1,41
1982	1,73	1,20	0,77	0,83	0,99	0,88	0,94	0,91	0,91	0,93	1,02	0,89
1983	1,00	1,20	0,97	0,83	0,82	0,78	1,11	1,13	1,11	1,12	1,08	0,87
1984	0,99	1,09	1,06	0,72	0,72	0,83	0,91	0,91	0,92	0,91	1,23	1,72
1985	1,70	2,04	0,50	0,44	0,37	0,99	1,37	1,29	1,08	0,54	0,55	1,14
1986	1,64	2,33	0,94	0,60	0,55	0,54	0,52	0,76	1,15	1,19	0,77	1,02
1987	1,92	1,43	1,03	0,62	0,60	0,61	0,66	0,71	0,68	1,01	1,35	1,39
1988	0,78	0,99	1,19	0,96	0,91	0,87	1,01	1,05	1,03	1,02	1,00	1,19
1989	0,70	2,45	1,57	0,56	0,48	0,69	0,71	0,70	0,59	1,02	1,67	0,85
1990	1,81	2,29	0,95	0,66	0,63	0,65	0,75	0,71	0,73	0,94	0,96	0,93
1991	1,40	1,47	1,20	1,09	0,90	0,60	0,78	0,59	0,59	0,72	1,28	1,37
1992	1,01	0,87	0,48	0,44	0,46	0,49	0,47	0,49	0,49	0,48	0,57	0,57
1993	1,24	1,26	1,27	1,15	1,11	1,17	1,14	1,16	0,81	0,46	0,47	0,78
1994	0,75	1,03	0,86	0,43	0,45	0,44	0,46	0,51	0,51	0,53	0,86	0,56
1995	1,11	0,95	0,74	0,93	0,85	1,04	1,08	1,17	1,07	1,02	0,88	1,16

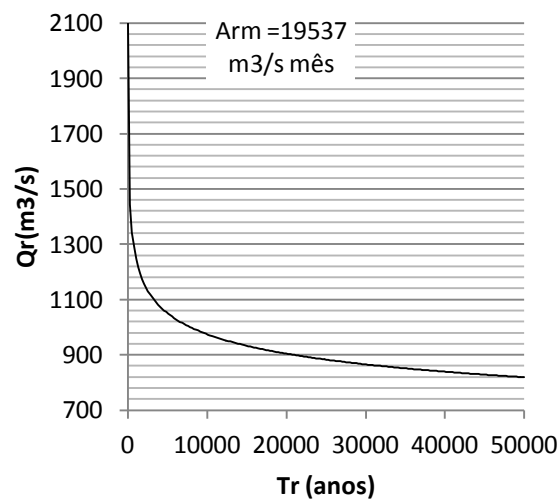
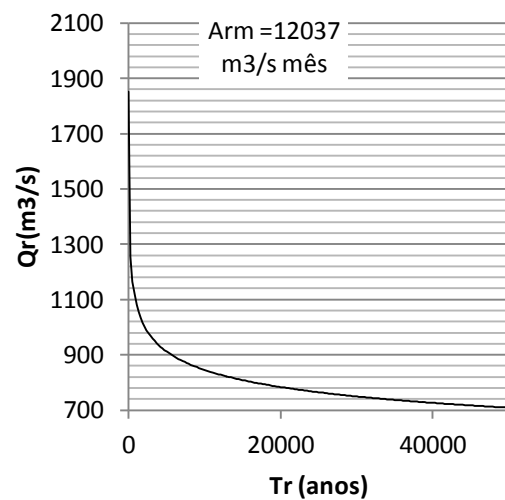
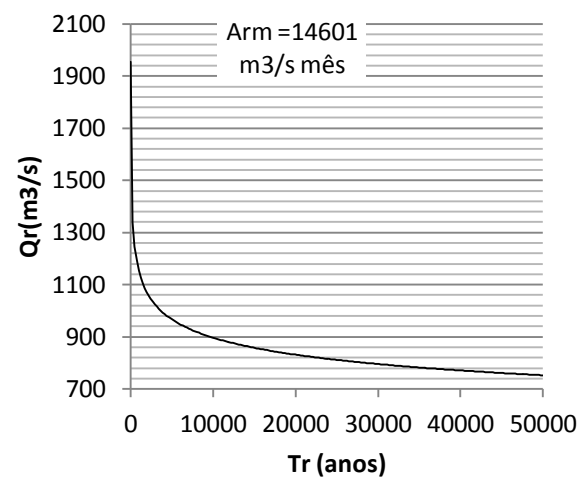
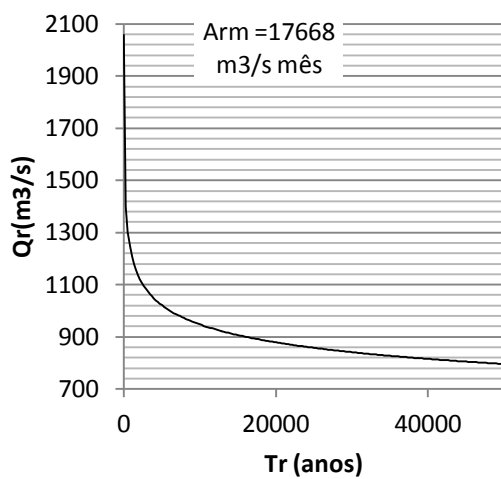
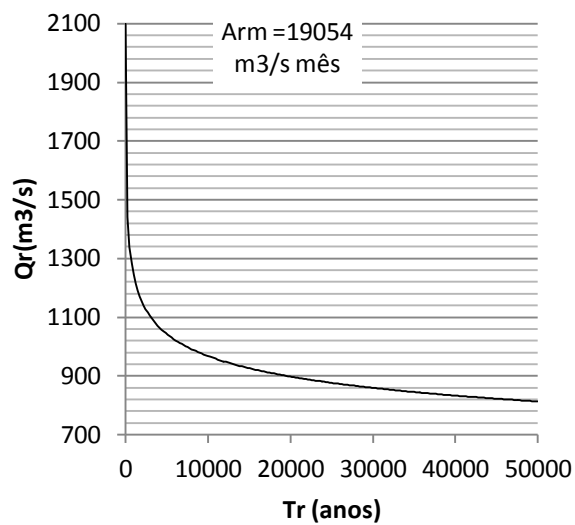
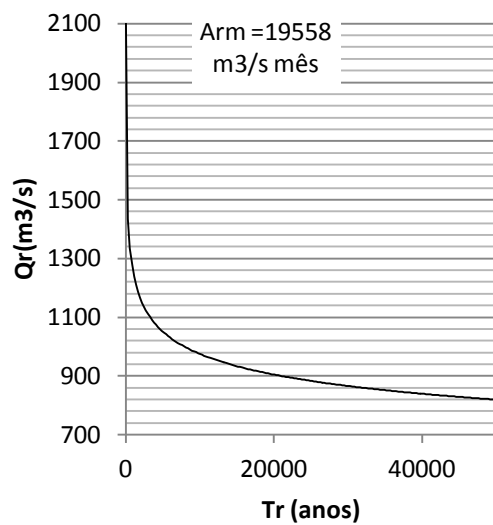
Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1996	0,76	1,93	1,71	1,16	0,79	0,77	0,75	0,75	0,74	0,78	0,82	1,04
1997	1,94	2,33	0,46	0,77	0,76	0,72	0,64	0,38	0,32	1,16	1,17	1,36
1998	1,96	1,74	1,05	0,80	0,66	0,63	0,59	1,01	0,97	0,93	0,91	0,74
1999	1,02	1,53	1,75	1,29	0,82	0,61	0,82	0,54	0,87	0,81	0,87	1,07
2000	1,11	1,24	1,36	0,78	0,73	0,80	0,71	0,87	0,94	0,91	1,08	1,46
2001	1,31	2,35	0,48	1,90	1,23	1,16	1,05	0,58	0,63	0,59	0,37	0,34
2002	1,08	1,32	1,14	1,00	0,89	0,92	0,94	0,91	0,87	1,02	0,91	1,02
2003	1,17	1,15	1,27	1,04	0,74	0,71	0,93	0,81	0,73	1,09	1,15	1,21
2004	0,95	0,88	1,22	1,10	1,13	0,92	0,94	0,96	0,90	0,94	0,93	1,14
2005	1,74	1,01	0,84	0,86	0,88	0,89	1,16	0,89	0,93	0,96	0,94	0,90
2006	1,03	0,80	1,52	1,02	0,81	0,84	0,82	0,85	1,09	1,11	1,15	0,96
2007	1,17	2,37	0,85	0,73	0,68	0,66	0,69	0,83	0,93	0,86	0,93	1,29
2008	2,39	1,53	0,64	0,76	0,81	0,73	0,78	0,77	0,77	0,72	0,77	1,32
2009	1,51	1,09	1,10	1,08	0,93	0,89	0,90	0,85	1,05	1,05	0,77	0,76
2010	0,55	0,72	1,64	1,60	1,45	1,57	1,15	0,43	0,57	0,57	0,48	1,28
2011	1,24	2,76	1,03	1,27	0,41	1,09	0,54	0,55	0,42	0,58	0,89	1,22
2012	1,24	1,51	0,90	1,14	0,93	0,99	0,94	0,79	0,80	0,80	0,83	1,12

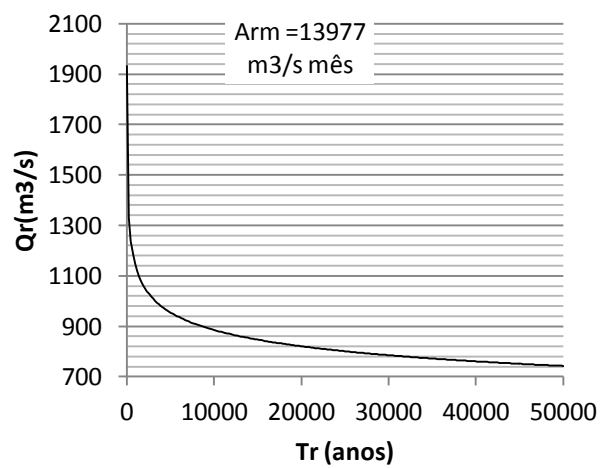
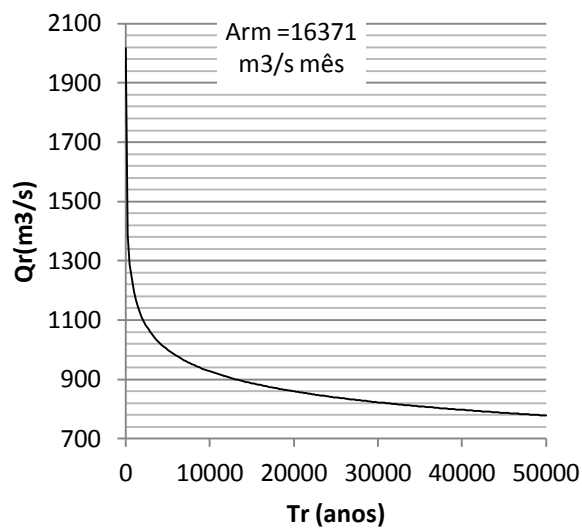
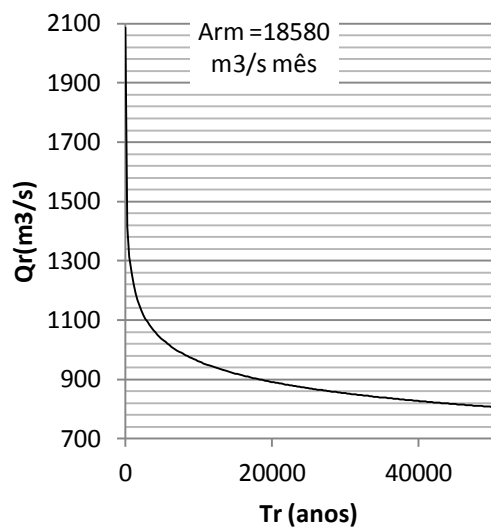
**APÊNDICE 7– CURVA DE PERMANÊNCIA DAS VAZÕES SINTÉTICA S
GERADAS A PARTIR DO MODELO AUTO REGRESSIVO DA PRIMEIRA
ORDEM COM AS ESTATÍSTICAS SÉRIE HISTÓRICA 1955/2012**











APÊNDICE 8– ENERGIAS GARANTIDAS PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO E PARA AS VAZÕES DEFLUENTES

ENERGIAS GARANTIDAS PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO E PARA AS VAZÕES DEFLUENTES MÁXIMAS IGUAIS A 8000 E 9000 m³s⁻¹ dia (RESPECTIVAMENTE)

	$Q_D = 8000$			$Q_D = 9000$		
T_r	$V_{dis} = V_{util} - V_{esp}$	E_g	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	$V_{dis} = V_{util} - V_{esp}$	E_g	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$
10	19054	1932	32	19537	1955	9
20	17668	1675	41	18580	1694	22
50	14601	1403	116	16371	1447	72
100	12037	1227	182	13977	1280	129

ENERGIAS GARANTIDAS PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO E PARA AS VAZÕES DEFLUENTES MÁXIMAS IGUAIS A 10000 E 11000 m³-s⁻¹ dia.

	$Q_D = 10000$			$Q_D = 11000$		
T_r	$V_{dis} = V_{util} - V_{esp}$	E_g	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	$V_{dis} = V_{util} - V_{esp}$	E_g	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$
10	19710	1961	3	19782	1964	0
20	19291	1710	6	19596	1714	2
50	17655	1475	44	18530	1492	27
100	15715	1325	84	17161	1358	51

FONTE: O AUTOR (2014)

ENERGIAS GARANTIDAS PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO E PARA AS VAZÕES DEFLUENTES MÁXIMAS IGUAIS A 12000 E 13000 m³-s⁻¹ dia.

	$Q_D = 12000$			$Q_D = 13000$		
T_r	$V_{dis} = V_{util} - V_{esp}$	E_g	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	$V_{dis} = V_{util} - V_{esp}$	E_g	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$
10	19786 m ³	1964	0	19786m ³	1964	0
20	19710	1715	1	19786m ³	1716	0
50	19177	1507	12	19520	1514	5
100	18074	1378	31	18835	1392	17

FONTE: O AUTOR (2014)

ENERGIAS GARANTIDAS PARA DIFERENTES PERÍODOS DE RETORNO E PARA AS VAZÕES DEFLUENTES MÁXIMAS IGUAIS A 14000 E 15000 m³-s⁻¹ dia.

	$Q_D = 14000$			$Q_D = 15000$		
T_r	$V_{dis} = V_{util} - V_{esp}$	E_g	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$	$V_{dis} = V_{util} - V_{esp}$	E_g	$\Delta E_g = E_{g0} - E_g$
10	19786 m ³	1964	0	19786 m ³	1964	0
20	19786 m ³	1716	0	19786 m ³	1716	0
50	19710	1518	1	19748	1518	1
100	19276	1399	10	19558	1404	5

FONTE: O AUTOR (2014)

